



**ВАЛОВСКИЙ КОНСТАНТИН ВЛАДИМИРОВИЧ**

**РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ  
ТЕХНОЛОГИЙ ПОДЪЕМА ЖИДКОСТИ ИЗ СКВАЖИН  
С ОСЛОЖНЕННЫМИ УСЛОВИЯМИ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

специальность 25.00.17

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук

Работа выполнена в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина (ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть»)

Официальные оппоненты:

доктор технических наук, профессор  
Валеев Марат Давлетович

доктор технических наук, профессор  
Уразаков Камил Рахматуллович

доктор технических наук, профессор Алиев  
Мехрали Мирзали оглы

Ведущее предприятие:

Российский государственный университет  
нефти и газа им. И.М. Губкина

Защита диссертации состоится 07.07.2011 г. в 14<sup>00</sup> часов на заседании диссертационного совета Д 222.018.01. в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть» по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М.Джалиля, д. 32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ТатНИПИнефть.

Автореферат разослан

24 мая 2011 г.

НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КГУ



0000678077

Ученый секретарь диссертационного  
совета, к.т.н.

И.В. Львова

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** Нефтегазовый комплекс России обеспечивает около 80 % производства энергоресурсов, является главным источником налоговых поступлений. Его стратегическая задача — стабилизация и увеличение добычи нефти как за счет ввода в разработку новых залежей и месторождений, так и повышения эффективности эксплуатации старых объектов. Однако, решение этой задачи осложняется тем, что структура запасов нефти в стране неуклонно ухудшается, прирост новых запасов отстает от темпов добычи. Крупнейшие месторождения, — Ромашкинское, Самотлорское, Мамонтовское, Арланское, Туймазинское, Бавлинское находятся на поздней стадии разработки, характеризующейся высокой выработанностью начальных извлекаемых запасов. Остаточные запасы этих месторождений по-прежнему составляют значительную долю российских ресурсов жидких углеводородов.

В Татарстане в разработку вовлечено 90 % промышленных запасов крупных месторождений, вошедших в режим падающей добычи, что отражается на снижении дебитов скважин и повышении обводненности. В структуре остаточных запасов многих месторождений свыше 70 %, — составляют трудноизвлекаемые, разработка которых требует привлечения затратных технологий добычи. Тем не менее, в республике поставлена и решается задача длительной стабилизации добычи нефти на поздней стадии разработки крупных месторождений и эффективного ввода в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов мелких месторождений. В этой связи проблемы их рационального извлечения приобретают государственную значимость.

Главный признак трудноизвлекаемых запасов — экономическая неэффективность их извлечения при применении традиционных технологий и оборудования. Поэтому особенно актуальным становится решение проблем добычи нефти из скважин с осложненными условиями эксплуатации с наименьшими затратами: сокращения энергетических затрат на подъем продукции и увеличения межремонтного периода (МРП) работы скважин, особенно с вязкой продукцией.

Приоритетными являются разработка новых и совершенствование существующих технических средств и технологий, предотвращающих осложнения в насосном оборудовании и НКТ, трубопроводах, аппаратах и резервуарном парке систем нефтесбора, подготовки, поддержания пластового давления (ППД). При этом необходимым условием обеспечения роста уровня добычи нефти является кратное повышение эффективности добычи при разработке трудноизвлекаемых запасов, которое может быть достигнуто только на основе научно обоснованных, освоенных в производстве и внедренных в промышленных масштабах технических и технологических решений. В связи с этим представленная работа является актуальной и имеет большое практическое значение.

**Цель работы** — повышение эффективности эксплуатации скважин путем создания комплекса технологий, наземного и скважинного оборудования, обеспечивающих сокращение эксплуатационных, в том числе энергетических, затрат на подъем продукции и увеличение межремонтного периода их работы за счет *предотвращения осложнений при добыче нефти*.

**Основные задачи исследований**, определяющие структуру работы:

1. Разработка теории и энергосберегающих технологий подъема жидкости из скважин с осложненными условиями эксплуатации установками скважинных штанговых насосов (УСШН) с безбалансирными приводами на основе реверсивных редуцирующих преобразующих механизмов (РПМ). Исследование области эффективного применения, обоснова-

ние и создание параметрического ряда приводов на основе РПМ, научно-методическое и технологическое обеспечение их промышленного применения.

1.1. Теоретическое обоснование параметрического ряда приводов на основе РПМ для условий добычи трудноизвлекаемых запасов нефти Урало-Поволжья.

1.2. Разработка методики учета гидродинамических сил сопротивления и сил трения штанг о трубы при эксплуатации скважин УСШН с приводами на основе РПМ.

1.3. Обоснование и определение эксплуатационных характеристик и области эффективного применения УСШН с приводами на основе РПМ с учетом свойств откачиваемой продукции, в том числе при межскважинной перекачке (МСП) воды в системе ППД.

1.4. Разработка научно обоснованной методики проектирования эксплуатации скважин УСШН с приводами на основе РПМ.

1.5. Разработка на основе анализа и обобщения результатов промысловых испытаний технологий эксплуатации скважин различных категорий УСШН с приводами на основе РПМ.

2. Исследование, обоснование и определение области эффективного применения нового скважинного оборудования, снижающего влияние вязкости продукции на эффективность ее подъема, разработка энергосберегающих технологий механизированной добычи нефти из скважин с осложненными условиями эксплуатации.

2.1. Создание техники и технологии добычи нефти по эксплуатационной колонне.

2.2. Создание техники и технологии эксплуатации обводненных скважин насосными установками со входными устройствами для поочередной подачи нефти и воды на прием насоса.

2.3. Поиск и обоснование решений, обеспечивающих раздельный подъем нефти и воды.

2.4. Поиск и обоснование решений, обеспечивающих внутрискважинную сепарацию и нагнетание попутной воды в другой пласт без подъема на поверхность.

2.5. Исследование влияния особенностей материала штанг на основные параметры и режимы эксплуатации скважин разных категорий, определение области эффективного применения комбинированных колонн с применением штанг из различных материалов.

3. Разработка теории подъема продукции скважин свабами. Обоснование области эффективного применения свабирования в процессах добычи нефти. Создание, исследование и совершенствование техники и технологии свабирования скважин.

3.1. Разработка инженерных методов расчета производительности и технологических параметров свабирования с учетом влияния притока из пласта, свойств откачиваемой жидкости, параметров отработки и характеристик оборудования.

3.2. Разработка методов оценки коммерческой эффективности применения свабирования для эксплуатации скважин.

3.3. Обоснование исходных требований и совершенствование оборудования для свабирования скважин.

#### **Методы решения поставленных задач и определения достоверности результатов**

Решение поставленных задач производилось путем теоретических, стендовых и промысловых исследований с использованием современных методов обработки исходной информации и анализа результатов, математического моделирования исследуемых процессов.

Достоверность научных решений подтверждена сопоставлением теоретических и экспериментальных результатов работы, а также успешным их использованием в реальных условиях эксплуатации.

## Научная новизна

1. Научно обоснованы методология и способы повышения надежности работы УСШН при подъеме вязкой продукции, основанные на предотвращении осложнений.

2. Научно обосновано применение для эксплуатации скважин в осложненных условиях приводов скважинных штанговых насосов (СШН) на основе РПМ.

3. Разработана теория эксплуатации скважин УСШН с приводом на основе РПМ. Исследовано влияние параметров насосной установки, условий и режимов откачки на нагрузки в ее звеньях и энергопотребление.

4. На основе анализа и типизации горно-геологических условий месторождений Урало-Поволжья выполнено теоретическое обоснование характеристик параметрического ряда приводов на основе РПМ грузоподъемностью от 40 до 120 кН, с длиной хода от 2,1 до 7,3 м и производительностью до 130 м<sup>3</sup>/сут. В качестве основного параметра при построении параметрического ряда обоснована длина хода привода.

5. Установлены корреляции между максимальной длиной хода и полной массой, удельной металлоемкостью, отношением полной массы к максимальной работе на подвеске штанг, габаритами, отношением длины привода к длине его хода.

6. Для технологических процессов эксплуатации нефтяных скважин УСШН с приводом на основе РПМ установлены зависимости между характеристиками УСШН, режимами ее работы, условиями и параметрами эксплуатации. При этом установлено, что:

- предельная производительность установки при откачке вязкой продукции не зависит от глубины спуска насоса, длины хода и частоты качаний привода;
- при откачке продукции со скоростью до 5 м/мин величины нагрузок на штанги, тягового усилия привода, веса уравнивающего груза, максимального амплитудного и приведенного напряжений в верхней штанге увеличиваются пропорционально длине колонны штанг;
- гидродинамические нагрузки от скребков-центраторов в среднем в 1,6 раза меньше, чем для установки с балансирующим станком-качалкой, причем с увеличением величины эффективной вязкости откачиваемой продукции эти нагрузки растут менее интенсивно.

7. Получены теоретические и экспериментальные нагрузочные кривые электродвигателей приводов на основе РПМ, отражающие изменение потребляемой активной мощности во времени в цикле откачки продукции из скважин.

8. Исследовано влияние особенностей материала штанг на основные параметры и режимы эксплуатации скважин. Установлены зависимости между величинами нагрузки на штанги и параметрами насосной установки, условиями и характеристиками эксплуатации.

9. Научно обоснованы технологии подъема высоковязкой продукции свабом по эксплуатационной колонне, отбора нефти свабом из обводненных скважин, свабирования двухустевых скважин по эксплуатационной колонне, эксплуатации скважин мобильными подъемными установками методом свабирования.

10. Для процессов подъема продукции из скважин свабами установлены зависимости:

- производительности от свойств поднимаемой продукции, условий откачки и характеристик притока из продуктивного пласта в скважину;
- объема утечек и коэффициента подачи от технических характеристик оборудования, свойств продукции, режимов и условий откачки;
- технологических параметров от параметров оборудования и условий откачки;
- между коэффициентом подачи свабов плашечного типа при работе в эксплуатационных колоннах и величиной пробега сваба.

11. Разработаны обобщенная математическая модель нестационарных процессов подъема продукции из скважин свабами по эксплуатационной колонне, а также по НКТ с пакером и без пакера с учетом притока продукции из пласта в скважину и методика расчета технологических параметров при подъеме жидкости по рекуррентным соотношениям.

#### **Основные защищаемые положения.**

1. Методология и способы повышения МРП и снижения энергоемкости УСШН при подъеме вязкой продукции, основанные на предотвращении осложнений.

2. Теория эксплуатации скважин УСШН с приводами на основе РПМ в осложненных условиях.

3. Параметрический ряд приводов на основе РПМ СШН с длиной хода от 2,1 до 7,3 м грузоподъемностью от 40 до 120 кН.

4. Технология эксплуатации нефтяных скважин с высоковязкой продукцией с применением приводов СШН на основе РПМ.

5. Технология эксплуатации скважин УСШН с длинноходовыми приводами на основе РПМ.

6. Технология эксплуатации скважин с применением входных устройств для поочередной подачи нефти и воды на прием скважинного насоса (ВУ).

7. Способы раздельного подъема нефти и попутной воды из нефтяных скважин, а также эксплуатации высокообводненных нефтяных скважин насосами двойного действия.

8. Способ и технические средства для эксплуатации скважин по эксплуатационной колонне без НКТ.

9. Теория подъема продукции скважин свабами. Области эффективного применения свабирования в процессах добычи нефти.

10. Технология периодической эксплуатации малodeбитных и необорудованных нефтяных скважин мобильными подъемными установками.

11. Технология и комплекс оборудования для свабирования скважин по НКТ; технология и комплекс оборудования для подъема продукции скважин свабами по эксплуатационной колонне.

12. Технология и оборудование для свабирования сквозных двухустевых скважин на месторождениях сверхвязкой нефти.

13. Комплекс скважинного и устьевого оборудования для МСП воды в системе ППД с применением УСШН.

#### **Практическая значимость результатов работы**

1. Предложено и обосновано применение при подъеме вязкой продукции приводов СШН на основе РПМ, входных устройств для поочередной подачи нефти и попутной воды на прием насосов, подъема продукции по эксплуатационной колонне скважин.

2. Доведены до масштабного промышленного применения технологии эксплуатации скважин в осложненных условиях с применением приводов СШН на основе РПМ, обоснована их эффективность при добыче трудноизвлекаемых запасов нефти:

- разработан типоразмерный ряд приводов грузоподъемностью от 40 до 120 кН с длиной хода от 2,1 до 7,3 м и производительностью до 130 м<sup>3</sup>/сут;
- показано, что применение длинноходовых приводов обеспечивает увеличение коэффициентов подачи, срока службы насоса, штанг и НКТ;
- разработан алгоритм определения и предложены расчетные диаграммы, отображающие области применения УСШН с приводами на основе РПМ при добыче нефти по глубине спуска насоса и дебитам скважин, а также при МСП воды для ППД;

- доказано, что при применении длинноходовых приводов на основе РПМ для эксплуатации нефтяных скважин средней глубины область рационального применения УСШН может быть расширена — до 100...110 м<sup>3</sup>/сут;
- установлено, что предельная производительность УСШН с приводом на основе РПМ при подъеме вязкой продукции на 60 — 70 % выше, чем у аналогичной установки с балансирным приводом, обоснованы теоретически и подтверждены практически на представительном фонде скважин преимущества приводов на основе РПМ при эксплуатации скважин с вязкой продукцией;
- показана возможность экономии удельных энергозатрат на подъем вязкой продукции по сравнению с балансирными приводами, предложены методики расчета удельных энергозатрат на подъем продукции и мощности электродвигателя, а также способ определения потребляемой электродвигателем мощности по отношению фактически потребляемого тока к номинальному;
- разработана методика проектирования УСШН с приводами на основе РПМ, обеспечивающая выбор насосной установки и режима ее работы при оптимальных технологических и технико-экономических показателях, которая включена в корпоративный программный комплекс АРМИТС, применяющийся во всех НГДУ ОАО «Татнефть»;
- испытаны и рекомендованы к производству 7 типов приводов на основе РПМ разработанного параметрического ряда, организовано их серийное производство. На 01.01.2011 г. внедрено более 1390 приводов;
- анализ фактических показателей эксплуатации скважин с приводами на основе РПМ подтвердил их теоретически обоснованные преимущества при эксплуатации скважин в осложненных условиях: кратное сокращение числа подземных ремонтов скважин и существенную экономию удельных энергозатрат на подъем продукции.

3. Предложена методика проектирования эксплуатации скважин с использованием комбинированных колонн штанг.

4. Разработаны, испытаны и рекомендованы к производству комплекс оборудования для подъема жидкости из скважин свабми по эксплуатационным колоннам, входные устройства для поочередной подачи нефти и воды на прием насосов в обводненных скважинах, УСШН с насосами двойного действия и для подъема жидкости по эксплуатационной колонне, а также УСШН для работы при высоком устьевом давлении.

5. Объем внедрения входных устройств для поочередной подачи нефти и воды на прием насоса в ОАО «Татнефть» на начало 2011 г. составил более 1400 шт. В скважинах, эксплуатирующих отложения карбона, обеспечено снижение амплитуды нагрузок на штанги в среднем на 18,5 %, удельного энергопотребления на 20...25 %, частоты ремонтов скважин из-за влияния эмульсии в 2,4 раза.

6. Обоснованы области эффективного применения свабирования, создано оборудование и технологии для скважин разных категорий, в частности для периодической эксплуатации мобильными подъемными установками:

- разработана методика определения и прогноза объемов месячной добычи и коммерческой эффективности такой эксплуатации;
- установлены зависимости, необходимые для эффективной реализации технологии;
- обоснованы критерии коммерческой эффективности применения способа.

7. Впервые созданы и доведены до серийного производства мобильные комплексы оборудования для свабирования скважин по НКТ и эксплуатационным колоннам при герметичном устье с системой нейтрализации вредных компонентов в попутном нефтяном газе.

8. Промышленно применяются в ОАО «Татнефть» технологии: вызова притока при освоении нефтяных скважин сваби́рованием по НКТ и сваби́рования по эксплуатационным колоннам; периодической эксплуатации нефтяных скважин сва́бами — ежемесячно в эксплуатации находится от 149 до 192 ранее убыточных скважин, накопленная с 2004 г. добыча нефти из которых превысила 381 тыс. т.

9. Разработаны и утверждены 17 руководящих документов на методики и технологии. Разработанный комплекс технологий и оборудования отличается новизной и защищен 63 патентами Российской Федерации.

10. По результатам работы подготовлены и изданы допущенные УМО РФ 4 учебных пособия для студентов нефтяных ВУЗов.

11. Суммарный экономический эффект от внедрения результатов работы превысил 642,4 млн. руб. (в ценах 2008 г.).

**Апробация работы.** Основные положения и результаты работы докладывались на научно-практической конференции АО «Татнефть» и НТО нефтяников и газовиков Республики Татарстан (г. Альметьевск, 14-15.05.1998 г.); научно-практической конференции VI международной специализированной выставки «Нефть, газ-99» (г. Казань, 8-9.09.1999 г.); технических советах НГДУ «Альметьевнефть» (06.04.2000 г.) и «Ямашнефть» (26.10.2000 г.); секциях Ученого Совета ТатНИПИнефть (г. Бугульма, 06.05.2000 г.) и ОАО «ВНИИнефть» (г. Москва, 11.07.2000 г.); научно-практической конференции, посвященной 50-летию ОАО «Татнефть» (г. Альметьевск, 24.08.2000 г.); Всероссийской научно-технической конференции (г. Альметьевск, 16-18.10.2001 г.); молодежной научно-практической конференции ОАО «Татнефть» (г. Альметьевск, 21-22.09.2002 г.); IV и V конгрессах нефтегазопромышленников России (г. Уфа, 20-23.05.2003 г. и г. Казань, 8-10.09.2004 г. соответственно); 12-м Европейском симпозиуме «Повышение нефтеотдачи пластов» (г. Казань, 8-10.09.2003 г.); научно-технической конференции, посвященной 50-летию ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть» (г. Бугульма, 25-26.04.2006 г.); Международных научно-практических конференциях «Механизированная добыча (г. Москва) в 2004 — 2008 гг.; техническом комитете ОАО «Татнефть» (г. Альметьевск, 19.04.2007 г.); международной научно-практической конференции «Техника и технологии добычи и подготовки нефти и газа в осложнённых условиях эксплуатации» (г. Москва, 24-25.06.2008 г.); расширенном заседании ученого совета ООО «РН-УфаНИПИнефть» НК Роснефть (г. Уфа, 07.2008 г.); семинарах главных инженеров и специалистов ОАО «Татнефть» (2000 — 2009 гг.); семинаре Экспертного Совета по добыче нефти «Эффективная эксплуатация малодобитного фонда скважин» (23-24.06.2010 г., г. Москва).

**Публикация результатов и личный вклад автора.** Основные результаты диссертации опубликованы в 129 печатных работах, в том числе в 2 монографиях, 4 учебных пособиях, рекомендованных УМО нефтегазового образования РФ, 63 патентах, 60 статьях и докладах, в том числе 21 в журналах, рекомендованных ВАК (17 — «Нефтяное хозяйство»; 1 — «Бурение и нефть»; 3 — «Нефтепромысловое дело»).

Автором исследованы эксплуатационные характеристики УСШН с приводами на основе РПМ; разработаны методики: учета сил гидродинамического сопротивления и трения штанг о трубы, определения энергетических характеристик УСШН с приводами на основе РПМ, обоснования и выбора компоновки УСШН для заданных условий эксплуатации, подбора равнопрочной колонны штанг, сравнительной оценки показателей эксплуатации скважин насосными установками с ЭЦН и приводами на основе РПМ. Определена предельная производительность УСШН с приводом на основе РПМ при откачке вязкой продукции, область рационального применения комбинированных штанговых колонн для



условий эксплуатации скважин в Татарстане. Разработана теория подъема продукции скважин свабами по колонне НКТ и по эксплуатационной колонне скважин; обобщенная математическая модель процесса свабирования. Исследовано влияние параметров оборудования и свойств откачиваемой среды на процесс свабирования. Выполнены экспериментальные исследования утечек жидкости через свабы разных типов. Разработаны методики: определения производительности свабирования, расчета технологических параметров и определения технологической эффективности подъема жидкости из скважин свабами, определения коэффициента подачи при свабировании, прогнозирования технологического эффекта и коммерческой эффективности эксплуатации скважин мобильными подъемными установками, анализа структуры затрат при такой эксплуатации. Предложены пути повышения рентабельности эксплуатации нефтяных скважин мобильными подъемными установками. Предложен и обоснован ряд технических решений в области устройства насосных установок для добычи вязкой продукции, герметизации тяговых органов свабов, а также использования УСШН при высоких устьевых давлениях.

Автор являлся ответственным исполнителем при разработке 17 руководящих документов, утвержденных и внедренных в ОАО «Татнефть».

В первой из изданных монографий из 26 печатных листов 11,4 выполнено автором, во второй — объемом 31,5 печатных листов, — автором выполнено 17,3 печатных листа.

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа состоит из введения, восьми глав, основных результатов и выводов, списка литературы, включающего 233 наименования. Работа изложена на 430 страницах машинописного текста, содержит 154 рисунка, 67 таблиц.

Автор выражает искреннюю признательность д.т.н., профессору Р.А. Максutowу и д.т.н., профессору В.М. Валовскому, чьи идеи в значительной мере положены в основу и получили развитие в данной работе, а также сотрудникам лаборатории техники и технологии добычи нефти института «ТатНИПИнефть», принимавшим непосредственное участие в разработке, испытаниях и доведении до стадии промышленного применения технических средств и технологий. Большой вклад в создание промышленных конструкций и освоение производства приводов на основе РПМ внесли специалисты Бугульминского механического завода и ОАО «Ижнефтемаш». В промысловых испытаниях оборудования принимали участие специалисты структурных подразделений ОАО «Татнефть».

Особую благодарность автор выражает конструкторам оборудования — Г.Ю. Басосу, И.Г. Шамсутдинову, Н.В. Федосеенко, Л.В. Осиповой, к.т.н. М.Е. Огневу, С.И. Ключеву, а также руководителям соответствующих служб ОАО «Татнефть», обеспечившим условия для промышленного внедрения нового нефтепромыслового оборудования — д.э.н. Ш.Ф. Тахаутдинову, д.т.н. Н.Г. Ибрагимову, к.т.н. В.Г. Фадееву, А.Н. Авраменко, Р.Н. Ахметвалиеву.

## КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** дана общая характеристика работы, обоснована ее актуальность, сформулированы цель и задачи исследований, показана научная новизна и основные защищаемые положения, практическое значение и апробация работы.

**В первой главе** приведена типизация условий эксплуатации скважин на поздней стадии разработки нефтяных месторождений Татарстана, а так же классификация скважин по обводненности, вязкости, глубине залегания, дебиту жидкости, содержанию серы и парафина. Осредненные показатели условий эксплуатации скважин сведены в табл. 1.

Т а б л и ц а 1 — Средненные показатели условий эксплуатации скважин

Наименование параметров	Диапазон значений (средняя величина)		
	Верхний и средний девон (пласты Д <sub>0</sub> -Д <sub>1</sub> , Д <sub>м</sub> )	Нижний карбон (С <sub>1вв</sub> , С <sub>1тур</sub> )	Средний карбон (С <sub>2б</sub> , С <sub>2вр</sub> )
Глубина залегания, м	1700-1750	1100-1200	600-1000
Коэффициент динамической вязкости нефти, мПа·с	2,3-10 (4,5)	12-60 (30)	40-200 (60)
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	40-90 (54)	5-30 (10)	4-20 (8)
Давление насыщения, МПа	9	4,5	1-3 (2)
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	800-820	860-880	880-910
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>	1020-1185	1010-1164	1000-1140
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	146, 168	146, 168	146, 168
Пластовое давление, МПа	15-19 (17)	8-12 (11)	6-10 (7,5)
Пластовая температура, °С	38-42 (40)	23-27 (25)	20-24 (22)
Глубина подвески насоса, м	1300-900	1100-800	800-600
Диаметр плунжера насоса, мм	27-70	27-57	27-44
Базовая конструкция колонны штанг	3-ступенчатая*	3-ступенчатая*	1-ступенчатая
Допустимая скорость откачки, м/мин	21	18	18
Продуктивность, т/сут·МПа	0,2-100 (40)	0,2-50 (5)	0,1-40 (2)
Вес колонны штанг, кН	26-27	22-23	14-15
Нагрузка на плунжер насоса от столба жидкости, кН	8-34	7-21	4-10
Сумма статических нагрузок в точке подвеса штанг, кН	34-61	29-44	18-25
Максимальная нагрузка в точке подвеса штанг (без учета сил трения), кН	39-70	34-50	21-29
Достаточная грузоподъемность привода, кН	80	60	40

\* — третья ступень от поверхности (первая от насоса) — «тяжелый низ»

На 01.01.2011 г. средний дебит по нефти действующих скважин в ОАО «Татнефть» составляет 3,9 т/сут, новых — 8,16 т/сут; средняя обводненность продукции — 83,4 %. Основными особенностями, обусловленными поздней стадией разработки большинства месторождений и активным вводом в разработку трудноизвлекаемых запасов, помимо высокой обводненности продукции и небольших дебитов скважин, являются:

- рост доли вовлеченных в разработку запасов вязких нефтей (около 40 %);
- увеличение доли скважин, эксплуатируемых УСШН при снижении доли скважин, эксплуатируемых УЭЦН;
- рост числа малodeбитных скважин и скважин, нерентабельных при традиционных способах их эксплуатации;
- большой фонд скважин, эксплуатация которых осложнена образованием вязких эмульсий, солеобразованием и отложениями парафина;
- увеличение энергозатрат на подъем жидкости из-за роста обводненности продукции и снижения дебитов скважин;
- увеличение фонда скважин малого диаметра и связанные с этим ограничения на отбор продукции из-за невозможности либо нецелесообразности внедрения УЭЦН;
- возрастание влияния технологии подъема продукции на затраты, безусловная необходимость всемерного сокращения затрат на эксплуатацию скважин.

Действующий фонд ОАО «Татнефть» на 01.01.2011 г. составляет 20238 скважины, из которых 84 % эксплуатируются УСШН, 15,9 % — УЭЦН. При этом малододебитные (с дебитом по жидкости  $5 \text{ м}^3/\text{сут}$  и менее) скважины составляют около 30 % действующего фонда. В этих условиях экономия затрат возможна только путем учета условий эксплуатации при создании новых технологий и технических средств. В частности, доминирование УСШН с балансирными станками-качалками является «исторически сложившимся» граничным условием задачи максимального повышения эффективности эксплуатации скважин с минимальными затратами и во многом предопределяет основное направление поиска путей ее решения. В первую очередь это означает приоритетность работы в рамках существующей инфраструктуры эксплуатации, ремонта и обслуживания оборудования УСШН.

Научные основы эксплуатации скважин с УСШН с балансирными станками-качалками заложены в работах А.Н. Адонина, К.С. Аливердизаде, А.Г. Бабукова, И.Г. Белова, А.С. Вирновского, В.П. Грабовича, А.М. Кенгерли, Б.Б. Крумана, Л.С. Лейбензона, А.М. Пирвердяна, А.М. Рабиновича, И.Г. Узумова, И.А. Чарного, М.Д. Валева, К.Р. Уразакова, C.J. Coberly, H.E. Drall, S.G. Gibbs, E. Kemler, B.F. Langer, E.N. Lamberger, K.N. Mills, W.E. Snyder и др. В общем случае один из наиболее действенных путей повышения эффективности эксплуатации скважин УСШН — реализация тихоходных длинноходовых режимов откачки, позитивно влияющих на все ключевые показатели работы установок. Но при увеличении длины хода резко возрастают габариты, металлоемкость и крутящий момент на редукторе приводов, у которых закон движения точки подвеса штанг (ТПШ) близок к гармоническому. Это обстоятельство ставит предел увеличению длины хода УСШН с такими приводами.

Рост количества скважин с высоковязкой продукцией вследствие вовлечения в разработку запасов высоковязких нефтей и обводнения скважин обуславливает увеличение затрат при их эксплуатации как вследствие повышения частоты ремонтов, связанных со штангами (обрывы, отвороты, зависания) и образованием высоковязкой эмульсии, так и из-за роста энергозатрат и ограничений на предельную производительность установок по вязкости откачиваемой продукции. Анализ формул для расчета потерь напора движению вязкой жидкости показывает, что при ее неизменных свойствах (при условии, что она не обладает реопексными свойствами) и параметрах подъемника снижение частоты качаний за счет увеличения длины хода обеспечивает снижение гидродинамической нагрузки, чем создает предпосылки для минимизации влияния вязкости продукции на работу УСШН.

Кроме того, анализ закона движения ТПШ станка-качалки показывает, что максимальная скорость ТПШ станка-качалки минимум в 1,57 раза больше средней. Поскольку величину сил гидродинамического сопротивления определяет максимальная скорость штанг, а производительность УСШН — средняя, то при неизменных свойствах жидкости и параметрах подъемника чем меньше максимальная скорость штанг отличается от средней, тем меньше влияет вязкое трение на работу УСШН. Поэтому обеспечив закон движения ТПШ с более равномерной скоростью, можно добиться минимизации потерь на вязкое трение.

Значительная доля малододебитных скважин также увеличивает эксплуатационные затраты. На практике на таких скважинах обычно применяется то же оборудование, что и на скважинах других категорий. В результате несоответствия технических характеристик оборудования условиям эксплуатации технологические параметры и показатели работы весьма низки, а затраты на добычу нефти неоправданно высоки (средний КПД УСШН не превышает 2,5 %, коэффициент загрузки электродвигателей — 0,3, а его среднее значение составляет 0,17. Удельные энергозатраты в 5 — 10 раз превышают показатель для обычных скважин). Отсутствие тихоходных приводов СШН приводит к тому, что на малододебит-

ных скважинах применяются режимы откачки с минимальной или близкой к ней длиной хода, что приводит к снижению коэффициента подачи насоса, повышению энергозатрат на подъем жидкости. Попытки модернизации в условиях нефтедобывающих предприятий серийного оборудования для условий малодебитных скважин, которые сводятся в основном к снижению частоты качаний станков-качалок путем уменьшения диаметра ведущего шкива клиноременной передачи, введения дополнительной клиноременной передачи, снижения скорости вращения электродвигателя уменьшением частоты напряжения или перемоткой обмоток с уменьшением числа полюсов и др. не могут быть признаны целесообразными, поскольку снижают КПД установки (рисунок 1).

Рисунок 1. Сравнительная оценка уменьшения энергетической эффективности при снижении частоты качаний привода СШН различными способами



Одним из наиболее эффективных путей решения перечисленных проблем является создание и применение в составе УСШН вместо балансирных станков-качалок приводов на основе РПМ благодаря следующим их особенностям по сравнению со станками-качалками:

- постоянной и в 1,6 — 1,7 раза меньшей скорости штанг за цикл откачки;
- для обеспечения тех же характеристик требуется в 5 — 8 раз меньший редуктор;
- меньшей зависимости полной массы и габаритов привода от длины хода;
- возможности РПМ обеспечить тихоходные режимы откачки в широком диапазоне изменения скорости;
- длинноходовые режимы откачки способствуют снижению нагрузок, сокращению числа аварий со штангами, уменьшению износа штанг и труб, увеличению коэффициента наполнения насоса и срока службы устьевого сальника, улучшению показателей откачки продукции с повышенным газосодержанием и вязкостью;
- сокращению энергозатрат на подъем продукции из скважин;
- повышению  $\cos\phi$  за счет равномерной загрузки электродвигателя.

Наибольшая эффективность может быть достигнута от их применения на скважинах с вязкой продукцией, высокодебитных скважинах и скважинах малого диаметра.

Вопросы кинематики РПМ, выбора и проектирования кинематических схем приводов, динамики УСШН, определения производительности и нагрузок на штанги в вертикальных скважинах с маловязкой нефтью при малом устьевом давлении подробно исследованы В.М. Валовским. В то же время, остались не вполне изученными такие аспекты теории эксплуатации скважин УСШН с приводами на основе РПМ, как учет сил гидравлического сопротивления движению штанг и трения штанг о трубы, обоснование и определение экс-

плуатационных характеристик и области эффективного применения приводов с учетом свойств продукции (в том числе при МСП воды для ГПД), обоснование параметрического ряда приводов на основе РПМ для осложненных условий эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений Урало-Поволжья, а также проектирование эксплуатации скважин УСШН с приводами на основе РПМ. Отсутствовали промысловые исследования, подтверждающие возможность получения отмеченных преимуществ, и конкретные технологии эксплуатации скважин различных категорий УСШН с такими приводами.

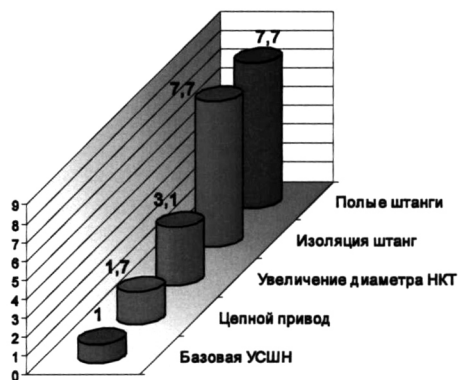
В контексте превентивного предотвращения осложнений при добыче нефти помимо наземного, нуждается в совершенствовании и скважинное оборудование УСШН. При неизменных режиме работы скважины, производительности установки и свойствах нефти основными факторами, влияющими на величину сил гидродинамического сопротивления в подземной части УСШН, являются площадь проходного сечения лифта, скорость движения штанг и жидкости и эффективная вязкость продукции. Известные способы повышения эффективности эксплуатации скважин, осложненных высокой вязкостью продукции, могут быть условно разделены на несколько групп:

- с уменьшением влияния вязкости (конструктивным либо оптимизацией режимов);
- с раздельным подъемом нефти и воды;
- с уменьшением вязкости (разбавлением маловязкой средой, тепловым воздействием или химическими методами).

Учитывая особенности поздней стадии разработки месторождений Татарстана, из всего многообразия направлений обеспечения нормальной работы УСШН при откачке вязкой продукции, далее развиты те, что предупреждают осложнения и не приводят к снижению надежности работы установки, причем решают эти задачи с минимальными затратами.

Вопросы предельной производительности УСШН при откачке вязкой продукции рассматривались В.Ф. Силкиным, В.В. Лебедевым, А.Н. Адониным, А.Р. Капланом, М.Д. Валеевым, К.Р. Уразаковым и др. На основе формул М.Д. Валеева и К.Р. Уразакова для расчета гидродинамического трения при ходе вниз с учетом подхода В.М. Люстрицкого к оценке трения штанг о НКТ выполнено сравнение ряда приемов увеличения максимальной производительности УСШН при откачке вязкой продукции (рисунок 2).

Рисунок 2. Результаты сравнения степени увеличения предельной производительности различными способами для условий нижнего и среднего карбона месторождений высоковязких нефтей Татарстана



Предельным случаем по отношению к рассмотренным является подъем вязкой жидкости непосредственно по эксплуатационной колонне насосом, установленным на пакере. При этом предельная производительность УСШН увеличивается в десятки раз и ограни-

чена лишь прочностью штанг. Однако для успешной практической реализации этого направления необходима разработка техники и технологии эксплуатации УСШН без НКТ скважин в осложненных условиях, в первую очередь — скважин с высокой вязкостью продукции, нерентабельных малодобитных скважин и скважин малого диаметра.

Одной из комбинаций отмеченных направлений повышения эффективности эксплуатации обводненных скважин с вязкими нефтями, при подъеме продукции которых образуются высоковязкие эмульсии, может стать уменьшение их эффективной вязкости поочередной подачей нефти и воды на прием насоса. Идея основана на том, что при дебитах минимум до 30 т/сут от забоя скважины до приема насоса находится столб воды, через который поднимаются капли нефти, а выше приема насоса — дегазированная нефть.

При условии разделения и разнесения по вертикали приемов насоса для нефти и воды, а также оснащения насоса переключателем потоков нефти и воды может быть обеспечена подача в НКТ пробок воды и нефти определенной длины, что может снизить интенсивность образования эмульсии. Существуют различные конструкции входных устройств для поочередной подачи нефти и воды на прием насоса. Наиболее простую, дешевую и надежную имеет устройство сифонного типа, в котором переключатель потоков образуют две соединенных навстречу друг другу «U-образных» трубки. Переключение происходит за счет периодического изменения баланса гидростатического давления столба воды и гидродинамического сопротивления движению нефти в каналах устройства. Периодичность переключения зависит от диаметра обсадной колонны, габаритов устройства и дебита скважины. Для успешного промышленного применения таких устройств необходимы разработка методик расчета и оптимизации размеров, определения области эффективного применения устройств на разных категориях скважин с учетом высоты подъема продукции, дебита, обводненности продукции и других условий, поиск технических решений, обеспечивающих в габаритах скважины максимальную площадь проходного канала для нефти (и, соответственно, максимальную пропускную способность, что принципиально важно при высокой вязкости нефти в пластовых условиях), т. е. научного обоснования параметров и размеров устройств и технологии эксплуатации скважин с их применением.

За рубежом одним из направлений повышения эффективности эксплуатации обводненных скважин путем снижения объемов откачки попутной воды, затрат на ее утилизацию, сепарирование, подготовку и закачку обратно в пласт, являются технологии внутрискважинной сепарации воды и нефти с применением насосных систем двойного действия. Их использование позволяет не поднимать большую часть поступающей из продуктивного пласта воды на поверхность в случаях, когда из той же скважины доступен подходящий для нагнетания воды горизонт, а сепарировать ее и закачивать в этот горизонт для ППД и/или утилизации. Однако, известные технологии являются затратными, поскольку обычно используют дорогостоящие внутрискважинные сепараторы, как правило, циклонного типа. Для условий ОАО «Татнефть» целесообразно использование внутрискважинного гравитационного разделения воды и нефти. На этапе начала опытно-промышленных работ наиболее целесообразна с технологической точки зрения установка на основе штангового насоса двойного действия (НДД), обеспечивающая внутрискважинное отделение попутной воды от нефти и нагнетание воды в нижележащий пласт. Результат достигается за счет использования гравитационной сепарации притекающих из продуктивного пласта нефти и воды в скважине путем разнесения по вертикали приемов НДД для нефти и воды, последующего подъема на поверхность малообводненной нефти и одновременного нагнетания большей части попутной воды в отделенный пакером нижележащий поглощающий пласт без подъема на поверхность. Для эффективной реализации данного направления также необходимы

поиск и научное обоснование оптимальных технических решений, области эффективного применения, разработка и испытания техники и технологии эксплуатации скважин.

Следующим шагом в направлении повышения эффективности эксплуатации обводненных скважин, в том числе с вязкой продукцией, является раздельный подъем нефти и воды, организация которого позволит исключить образование водонефтяных эмульсий в подъемнике, значительно облегчить подготовку продукции, снизить энергозатраты на ее подъем и последующую транспортировку, а также сократить число ремонтов скважин из-за эмульсии, обрывов и отворотов штанг. В ряде случаев может быть обеспечена непосредственная закачка отделенной воды в соседние нагнетательные скважины того же куста. Для реализации данного направления также необходимы поиск и обоснование оптимальных технических решений, определение области их эффективного применения.

Еще одним техническим решением, призванным повысить эффективность эксплуатации скважин УСШН, являются комбинированные штанговые колонны — например, с применением стеклопластиковых штанг (СПШ). Их основные особенности — высокий уровень прочности при растяжении и изгибе, устойчивость к коррозии, а также меньшие по сравнению со сталью плотность (в  $\approx 3,7 \dots 4,4$  раз) и модуль упругости (в 3,9 раза). Однако, в известных публикациях не исследованы вопросы влияния особенностей принципиально новых материалов штанг на параметры и режимы эксплуатации скважин, определения области эффективного применения комбинированных колонн, а также проблемы проектирования эксплуатации скважин УСШН, в том числе особенности расчета комбинированных колонн со ступенями из штанг с резко различающимися свойствами материалов.

Эксплуатация скважины начинается с вызова притока продукции из пласта. От того, как выполнен этот процесс, во многом зависят дальнейшие добычные возможности скважины, особенно на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. Анализ известных способов вызова притока при освоении скважин показывает, что для многих категорий скважин наиболее приемлемым является сваби́рование. Благодаря в основном инициативе д.т.н., профессора Р.А. МаксUTOва, и работам В.М. ВалоVского с коллегами сваби́рование было возрождено и в отечественной практике. Высокая производительность, простота реализации, совместимость с различными методами интенсификации притока создают предпосылки для широкого применения сваби́рования при освоении и стимуляции скважин.

Острая проблема во многих нефтедобывающих регионах страны — неуклонный рост числа скважин, нерентабельных при применении традиционных способов эксплуатации. Значительное количество скважин простаивает или переводится в категорию законсервированных из-за отсутствия средств на обустройство, отсутствия или выхода из строя коммуникаций и наземного оборудования. Это обуславливает актуальность поиска малозатратных способов вывода из бездействия простаивающих малodeбитных и необустроенных скважин. К числу таких способов в первую очередь можно отнести сваби́рование. Применение технологий на его основе позволит вовлечь в эксплуатацию не только малodeбитные скважины из простаивающего фонда нерентабельных, но и получать дополнительную добычу нефти из новых не обустроенных скважин, осуществлять освоение, опробование и пробную эксплуатацию разведочных скважин с существенной экономией затрат на создание инфраструктуры.

Эффективность сваби́рования во многом определяется применяемыми режимами откачки, выбор которых возможен только на основе соответствующих методов расчета. Вопросы эксплуатации скважин длинноходовыми насосными установками исследовали Р.А. МаксUTOв, Б.П. Корнев, Р.А. Храмов, Ю.В. Зайцев, В.Н. Ивановский и др. Однако, результаты этих исследований не могут быть формально перенесены на режим сваби́рова-

ния. Остались не исследованными в должной мере особенности неустановившегося режима откачки при свабировании — вопросы расчета производительности и учета влияния на нее притока из пласта, свойств откачиваемой жидкости, параметров откачки и характеристик оборудования, а так же влияния перечисленных параметров на эффективность подъема жидкости из скважин.

Исходя из изложенного сформулированы основные задачи исследований. Структурная схема проведения исследований показана на рисунке 3.

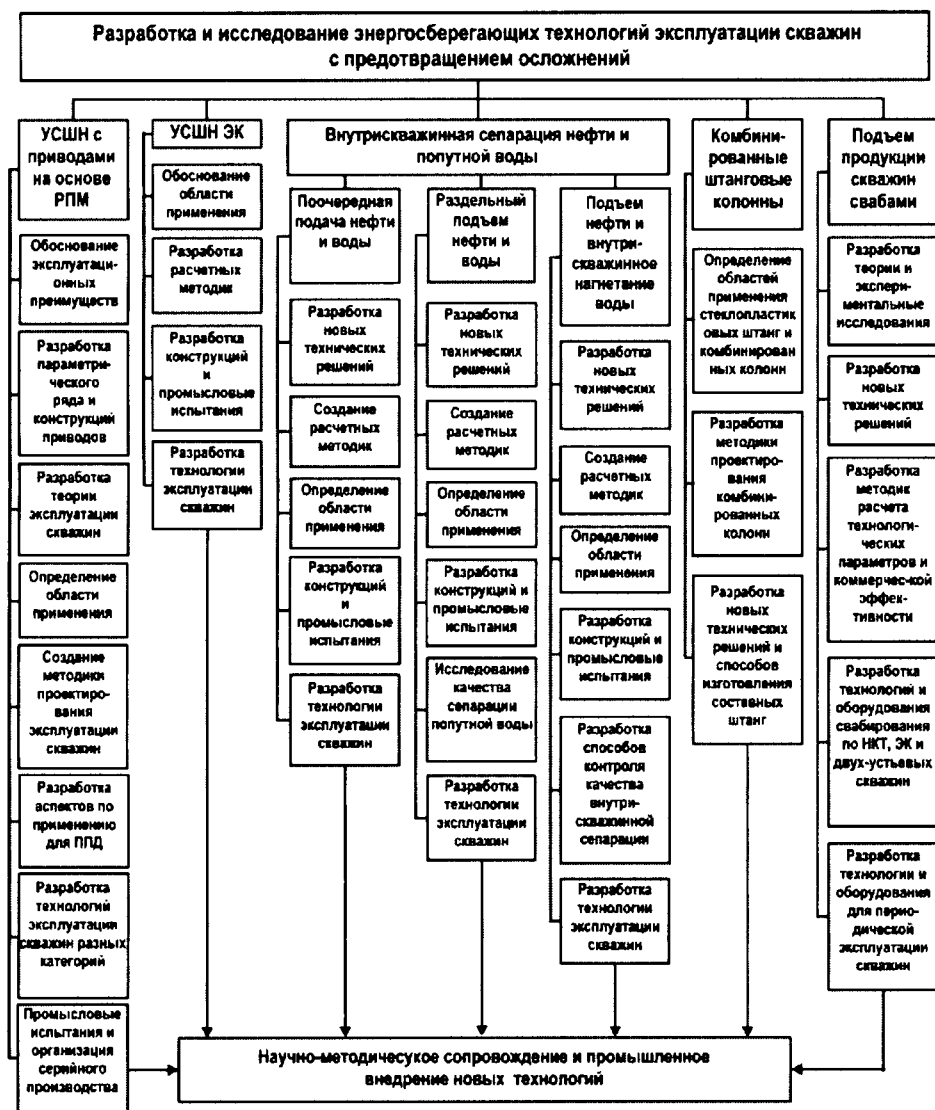


Рисунок 3. Структурная схема проведения исследований



Во второй главе дано теоретическое обоснование параметров и характеристик приводов на основе РПМ для условий поздней стадии разработки месторождений Урало-Поволжья. Обоснован и разработан параметрический ряд приводов на основе РПМ грузоподъемностью от 40 до 12 кН с длиной хода от 2,1 до 7,3 м и производительностью до 130 м<sup>3</sup>/сут. Обоснована в качестве основного параметра при построении параметрического ряда длина хода, постоянная для каждого типоразмера привода. Обоснованы оптимальные сочетания длины хода, частоты качаний, грузоподъемности, крутящего момента редуктора, веса уравнивающих грузов. Установлены корреляции между максимальной длиной хода и полной массой, удельной металлоемкостью, отношением полной массы к максимальной работе в ТПШ, габаритами, отношением длины привода к длине хода для балансирных станков-качалок и приводов на основе РПМ.

Установлено, что масса приводов на основе РПМ и габаритные размеры увеличиваются с ростом длины хода в существенно меньшей степени, чем у балансирных приводов. Выигрыш в диапазоне длин ходов от 3 до 6 м достигает: по массе 2...3-х кратной величины; по длине привода в 2...2,5 раза; по ширине привода в 1,3...1,7 раза.

На основании результатов указанных исследований институтом ТатНИПИнефть разработаны, испытаны в промысловых условиях, сданы приемочным комиссиям и рекомендованы к производству 7 типов приводов на основе РПМ (ПЦ 40-2,1-0,5/2,5; ПЦ 60-2,1-0,5/2,5; ПЦ 60-3-0,5/2,5 открытого и закрытого исполнений; ПЦ 60-6-0,25/1,25; ПЦ 80-6-1/4 открытого и закрытого исполнений и ПЦ 120-7,3-1/4). Приводы на основе РПМ на кусте скважин НГДУ «Азнакаевскнефть», показаны на рисунке 4, позиционирование приводов разработанного ряда иллюстрирует рисунок 5.



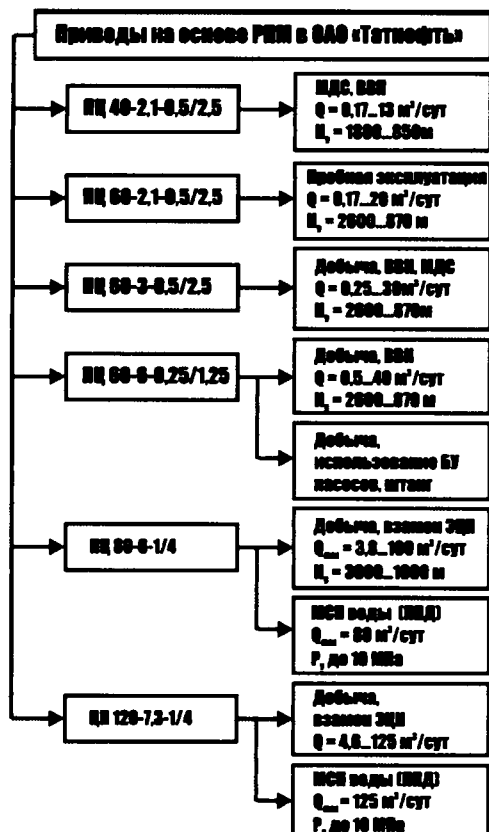
Рисунок 4. Приводы на основе РПМ на кусте скважин НГДУ «Азнакаевскнефть»

Для использования приводов ПЦ 40-2,1-0,5/2,5, ПЦ 60-3-0,5/2,5 и ПЦ 60-6-0,25/1,25 при двухлифтовой одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов по схеме с параллельными НКТ разработан и запатентован вариант с измененными подвеской устьевого штока, основанием и фундаментом.

Приведены к более общему, по сравнению с вариантом В.М. Валовского, виду выражения для коэффициента сокращения потери хода плунжера насоса за счет инерционных усилий в штангах по сравнению со статической в УСШН с приводом на основе РПМ:

Рисунок 5. Разработанный и освоенный БМЗ типоразмерный ряд приводов на основе РПМ и их назначение

МДС — малодобитные скважины; ВВН — высоковязкие нефти, МСП — межскважинная перекачка, ППД — поддержание пластового давления  $Q$  — производительность (дебит),  $H_d$  — глубина динамического уровня жидкости в скважине,  $P_y$  — устьевое давление



$$b = \begin{cases} 1 - \frac{P_{\text{шн}}}{P_{\text{ж}}} \frac{\left(\frac{n}{30}\right)^2 (\pi - 2 + k)^2 \frac{S_0}{k} \Psi}{g} \frac{2}{2} \\ 1 + \frac{P_{\text{шн}}}{P_{\text{ж}}} \frac{\left(\frac{n}{30}\right)^2 (\pi - 2 + k)^2}{g} \lambda_{\text{см}} \left(1 - \frac{\Psi}{2}\right) \\ 1 - \frac{P_{\text{шн}}}{P_{\text{ж}}} \frac{\left(\frac{n}{30}\right)^2 (\pi - 2 + k)^2 \frac{S_0}{k}}{g} \end{cases} \quad \begin{matrix} \lambda_{\text{см}} < R_{\text{ж}} \\ \\ \lambda_{\text{см}} \geq R_{\text{ж}} \end{matrix} \quad (1)$$

где  $P_{\text{шн}}$  — вес штанг в воздухе, Н;  
 $P_{\text{ж}}$  — вес жидкости, Н;  
 $n$  — частота качаний ТППШ привода,  $\text{мин}^{-1}$ ;  
 $k$  — кинематический параметр привода:

$$k = \frac{S_0}{R_{\text{ж}}};$$

$S_0$  — длина хода ТППШ привода, м;

$R_{\text{ж}}$  — радиус звездочек преобразующего механизма привода, м;

$\Psi$  — коэффициент, учитывающий соотношение площадей поперечного сечения штанг и труб:

$$\Psi = \frac{1}{1 + \frac{f_{шт}}{f_{тр}}}; \quad (2)$$

$f_{шт}$  — площадь поперечного сечения штанг,  $\text{м}^2$ ;

$f_{тр}$  — площадь поперечного сечения НКТ по металлу,  $\text{м}^2$ .

$g$  — ускорение свободного падения,  $\text{м}/\text{с}^2$ ;

$\lambda_{ст}$  — потеря хода плунжера с учетом статических сил,  $\text{м}$ .

Обобщены также выражения В.М. Валовского для сил инерции деформирующихся штанг и максимального усилия от колебательного процесса, возникающего при трогании с места плунжера насоса в УСШН с приводом на основе РПМ:

$$P_{\lambda 01} = \begin{cases} \Psi \frac{f_{шт} E}{a} \left[ 1 + (1 - \ln 2) \frac{F_{пл} - f_{шт} \cdot \frac{P_{шт}}{f_{тр} - f_{шт}}}{f_{тр} - f_{шт}} \right] \times \\ \times \sqrt{\left( \frac{n}{30} \right)^2 \left( 2\lambda - \frac{k\lambda^2}{S_0} \right) S_0 (k + 2\pi - 4)} & \lambda < R_m \\ \frac{n S_0 \cdot f_{шт} E}{30 a} \Psi \left( 1 + \frac{\pi - 2}{k} \right) & \lambda \geq R_m, \end{cases} \quad (3)$$

$$P_{шт} = \begin{cases} \frac{P_{шт}}{g} \left( \frac{n}{30} \right)^2 S_0 (k + 2\pi - 4) \left( 1 - \frac{k\lambda}{S_0} \right) \left( 1 - \frac{\Psi}{2} \right) & \lambda < R_m \\ 0 & \lambda \geq R_m. \end{cases} \quad (4)$$

где  $E_{шт}$  — модуль упругости материала штанг и труб,  $\text{Па}$ ;

$a$  — скорость звука в материале штанг,  $\text{м}/\text{с}$ ;

$F_{пл}$  — площадь плунжера насоса,  $\text{м}^2$ .

Если колонна штанг ступенчатая, то в выражения (1) — (4) следует подставлять средние значения площади сечения штанговой колонны, диаметра штанг и коэффициента  $\Psi$ .

Исследовано влияние параметров УСШН с приводом на основе РПМ, условий и режимов откачки на нагрузки в звеньях насосной установки. Для технологических процессов эксплуатации нефтяных скважин УСШН с приводом на основе РПМ установлены зависимости экстремальных нагрузок в ТПШ от параметров профиля ствола скважины, весов участков штанговой колонны, диаметров насоса, труб и штанг, плотности продукции и штанг, статической и динамической потери хода плунжера, длины колонны штанг, погружения насоса под уровень жидкости, радиуса звездочек, кинематического параметра, максимального ускорения, длины хода и частоты качаний привода, коэффициента трения штанг о трубы и вязкости продукции. Для расчета сил вязкого трения рекомендованы формулы М.Д. Валева и К.Р. Уразакова. Для случаев сочетаний диаметров штанг и труб, не исследованных ранее, полиномиальной аппроксимацией по методу наименьших квадратов зависимостей необходимых коэффициентов получены их значения.

Для расчета нагрузок в ТПШ с учетом сил трения штанг о трубы в УСШН с приводами на основе РПМ при 3-интервальном (участки: вертикальный, набора кривизны, прямолинейный наклонный) в пределах глубины спуска насоса профиле скважины предложены зависимости на основе формул В.С. Евченко, Н.П. Захарченко, Я.М. Кагана и др. Поскольку нагрузка от «вязкого трения» распределена по длине штанг, в искривленной скважине и ее

аналогично весу штанг в жидкости необходимо определять поинтервально. С этой целью для ступенчатой колонны штанг расчетные зависимости (без учета сопротивления в клапанах и в случае двухступенчатой колонны) приведены к виду

$$\left\{ \begin{aligned} p_2^{max} &= F_1 \cdot (\varepsilon_{s2} \cdot P_{штс} + \varepsilon_{sp2} \cdot P_{штсп} + \varepsilon_{n2} \cdot P_{штн} (\cos \alpha_n + f_T \sin \alpha_n) e^{f_l \cdot 4a_n}) + \\ &+ F_{нр,с2} \cdot (\varepsilon_{s2} + \varepsilon_{sp2} + \varepsilon_{n2} \cdot e^{f_l \cdot 4a_n}) \cdot (P_{ж} + P_{мр,н1}) e^{f_l \cdot 4a_n} \\ P_{max} &= p_2^{max} + F_1 \cdot (\varepsilon_{s1} \cdot P_{штс} + \varepsilon_{sp1} \cdot P_{штсп} + \varepsilon_{n1} \cdot P_{штн} (\cos \alpha_n + f_T \sin \alpha_n) e^{f_l \cdot 4a_n}) + \\ &+ F_{нр,с1} \cdot (\varepsilon_{s1} + \varepsilon_{sp1} + \varepsilon_{n1} \cdot e^{f_l \cdot 4a_n}) \end{aligned} \right. \quad (5)$$

$$\left\{ \begin{aligned} p_2^{min} &= F_2 \cdot (\varepsilon_{s2} \cdot P_{штс} + \varepsilon_{sp2} \cdot P_{штсп} + \varepsilon_{n2} \cdot P_{штн} (\cos \alpha_n - f_T \sin \alpha_n) e^{-f_l \cdot 4a_n}) - \\ &- F_{нр,с2} \cdot (\varepsilon_{s2} + \varepsilon_{sp2} + \varepsilon_{n2} \cdot e^{-f_l \cdot 4a_n}) + P_{нр,н1} e^{-f_l \cdot 4a_n} \\ P_{min} &= p_2^{min} + F_2 \cdot (\varepsilon_{s1} \cdot P_{штс} + \varepsilon_{sp1} \cdot P_{штсп} + \varepsilon_{n1} \cdot P_{штн} (\cos \alpha_n - f_l \sin \alpha_n) e^{-f_l \cdot 4a_n}) - \\ &- F_{нр,н1} \cdot (\varepsilon_{s1} + \varepsilon_{sp1} + \varepsilon_{n1} \cdot e^{-f_l \cdot 4a_n}) \end{aligned} \right. \quad (6)$$

где  $P_{max}, P_{min}$  — экстремальные нагрузки в ТПШ при ходе соответственно вверх и вниз, Н.

$p_2^{max}, p_2^{min}$  — экстремальные нагрузки в верхнем сечении нижней ступени штанговой колонны при ходе соответственно вверх и вниз, Н.

$F_1, F_2$  — множители, учитывающие инерционные и колебательные нагрузки:

$$\left\{ \begin{aligned} F_1 &= 1 + \frac{W_{max}}{g \cdot K_{упт}} \left( 1 - \frac{k\lambda}{2S_0} \right) \left( 1 - \frac{\Psi}{2} \right) + \frac{D_{н1}}{3d_{шт}} \sqrt{\frac{W_{max}}{g}} \sqrt{2\Psi b\xi \left( 1 - \frac{k\lambda}{2S_0} \right)} \quad \lambda < R \\ F_1 &= 1 + \frac{0,0135nS_0 f_{шт} \Psi \left( \frac{1,14}{k} + 1 \right)}{\rho_{шт} \cdot g \cdot K_{упт} \cdot L_n} \quad \lambda \geq R \end{aligned} \right. \quad (8)$$

$$\left\{ \begin{aligned} F_2 &= 1 - \frac{W_{max}}{g \cdot K_{упт}} \left( 1 - \frac{k\lambda}{2S_0} \right) \left( 1 - \frac{\Psi}{2} \right) - \frac{D_{н1}}{3d_{шт}} \sqrt{\frac{W_{max}}{g}} \sqrt{2\Psi b\xi \left( 1 - \frac{k\lambda}{2S_0} \right)} \quad \lambda < R \\ F_2 &= 1 - \frac{0,0135nS_0 f_{шт} \Psi \left( \frac{1,14}{k} + 1 \right)}{\rho_{шт} \cdot g \cdot K_{упт} \cdot L_n} \quad \lambda \geq R \end{aligned} \right. \quad (9)$$

$\varepsilon_{s2}, \varepsilon_{sp2}, \varepsilon_{n2}$  — доли длины нижней ступени в общей длине участков соответственно вертикального, набора кривизны и наклонного, доли ед.;

$\varepsilon_{s1}, \varepsilon_{sp1}, \varepsilon_{n1}$  — доли длины верхней ступени в общей длине участков соответственно вертикального, набора кривизны и наклонного, доли ед.;

$P_{штс}, P_{штсп}, P_{штн}$  — вес штанг в жидкости соответственно на условно вертикальном, набора кривизны и наклонном участках, Н;

$F_{нр,с1}, F_{нр,н1}, F_{нр,с2}, F_{нр,н2}$  — нагрузка от «вязкого трения» при ходе вверх и вниз, распределенная по длине соответственно верхней и нижней ступеней, Н;

$f_T$  — коэффициент трения штанг о трубы, доли ед.;

$P_{мр,н1}$  — сила трения в плунжерной паре, Н;

$W_{max}$  — максимальное ускорение ТПШ привода на основе РПМ, м/с<sup>2</sup>:

$$W_{max} = \frac{n^2}{900} (\pi - 2 + k)^2 R_n;$$

$D_{н1}$  — диаметр плунжера, м;

$d_{шт}$  — диаметр штанг (в случае ступенчатой колонны — средний), м;

$L_n$  — глубина спуска насоса, м;

$$K_{\text{срт}} = 1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{шт}}};$$

$\rho_{\text{ж}}$  — плотность откачиваемой жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{шт}}$  — плотность материала штанг, кг/м<sup>3</sup>;

$A$  — осредненный параметр искривления, определяемый по формуле:

$$A = \sqrt{1 + \sin^2 \frac{\alpha_n + \alpha_s}{2} \left( \frac{\Delta \varphi}{\alpha_n - \alpha_s} \right)^2}, \quad (10)$$

$\alpha_n, \alpha_s$  — угол наклона соответственно на нижнем и верхнем концах криволинейного участка, рад;

$\Delta \varphi$  — накопленное (без учета знака) изменение зенитного угла от  $\alpha_n$  до  $\alpha_s$ , рад.

Если после набора кривизны не достигается стабилизация наклона, в показатель экспоненты необходимо подставлять конечный угол наклона на участке набора кривизны, а в аргументы синуса и косинуса — среднее его значение на участке стабилизации.

При малых скоростях откачки, характерных для эксплуатации скважин с высоковязкой продукцией,  $F_1$  и  $F_2$  в большинстве случаев близки к единице.

Предложен также способ учета искривления ствола скважин средней глубины с несложным профилем с использованием среднего по всей длине скважины зенитного угла, основанный на подходе А.С. Вирновского — получены выражения

$$P_{\text{тр-ч-н}} = f_L (\rho_{\text{шт}} - \rho_{\text{ж}}) g f_{\text{шт}} L_n \frac{1 - \cos \alpha_{\text{ср}}}{\alpha_{\text{ср}}} - \frac{f_T (P_{\text{тр-н}} + P_{\text{кл}}) \sin^2 \alpha_{\text{ср}}}{2} =$$

$$= \frac{f_L}{\alpha_{\text{ср}}} \left[ P_{\text{шт}} (1 - \cos \alpha_{\text{ср}}) - \frac{(P_{\text{тр-н}} + P_{\text{кл}}) \sin^2 \alpha_{\text{ср}}}{2} \right], \quad (11)$$

$$P_{\text{тр-ч-с}} = f_T (\rho_{\text{шт}} - \rho_{\text{ж}}) g f_{\text{шт}} L_n \frac{1 - \cos \alpha_{\text{ср}}}{\alpha_{\text{ср}}} + \frac{f_T (P_{\text{ж}} + P_{\text{тр-н}}) \sin^2 \alpha_{\text{ср}}}{2} =$$

$$= \frac{f_T}{\alpha_{\text{ср}}} \left[ P_{\text{шт}} (1 - \cos \alpha_{\text{ср}}) + \frac{(P_{\text{ж}} + P_{\text{тр-н}}) \sin^2 \alpha_{\text{ср}}}{2} \right]. \quad (12)$$

где  $P_{\text{тр-ч-н}}, P_{\text{тр-ч-с}}$  — сила трения штанг о трубы при ходе соответственно вниз и вверх;

$\alpha_{\text{ср}}$  — средний по всей длине скважины зенитный угол;

$P_{\text{кл}}$  — сопротивление в нагнетательном клапане.

Установлено, что дополнительные гидродинамические нагрузки на штанги со скребками-центраторами для УСШН с приводом на основе РПМ в среднем в 1,6 раза меньше, чем для установки с балансирным приводом, причем с увеличением величины эффективной вязкости откачиваемой продукции эти нагрузки на штанги у УСШН с приводом на основе РПМ растут менее интенсивно, чем у установки с балансирным приводом.

**В третьей главе** для технологических процессов эксплуатации нефтяных скважин УСШН с приводом на основе РПМ установлены зависимости:

- Предельной частоты качаний при откачке вязкой продукции от ее вязкости, длины хода и кинематического параметра привода, диаметров НКТ и штанг, погонного веса и силы трения штанг о трубы.
- Предельной производительности при откачке высоковязкой продукции от площади плунжера насоса, погонного веса и силы трения штанг о НКТ, кинематического параметра привода, диаметров НКТ и штанг, вязкости продукции.

- Между максимальной и минимальной производительностью УСШН с приводом на основе РПМ, глубиной спуска насоса, техническими характеристиками привода, конструкцией штанговой колонны, характеристиками штанг, свойствами продукции, характеристиками профиля ствола скважины, величиной устьевого давления.
- Установлено, что при откачке вязкой продукции УСШН с приводом на основе РПМ:
- предельная частота качаний не зависит от глубины спуска и диаметра насоса;
- предельная производительность не зависит от глубины спуска насоса, длины хода и частоты качаний привода;
- предельная производительность УСШН с приводом на основе РПМ за счет равномерного движения штанг на преобладающей части хода на 60 — 70 % выше, чем у аналогичной установки с балансирным приводом;
- при скоростях откачки до 5 м/мин величины нагрузок в ТПШ, тягового усилия привода на основе РПМ, необходимого веса уравнивающего груза, максимального амплитудного и приведенного напряжения в верхней штанге увеличиваются пропорционально глубине спуска насоса (длине колонны штанг).

Показано, что применение длинноходовых приводов на основе РПМ обеспечивает увеличение коэффициентов подачи, срока службы насоса, штанг и НКТ. Так, увеличение длины хода ТПШ с 2,1 до 6 м приводит к увеличению коэффициентов подачи насосов диаметром 44 мм при глубине спуска 1690 м в 1,5 раза, диаметром 57 мм при глубине спуска 1180 м — в 1,26 раза, а диаметром 70 мм при глубине спуска 1022 м — в 1,2 раза).

Предложены формулы и алгоритм расчета предельных параметров УСШН с приводом на основе РПМ, определяющих область ее применения по производительности в зависимости от глубины спуска насоса и вязкости продукции. Для нахождения предельной глубины спуска насоса исходя из ограничений по максимальной нагрузке в ТПШ, максимального веса уравнивающего груза и допустимой величины приведенного напряжения в штангах  $[\sigma_{np}]$  получены выражения:

$$H_{\max}^P = \frac{[P_{\max}]}{q_{\Sigma} + \varepsilon_1 q'_{um1} + \varepsilon_2 q'_{um2} + \dots + \varepsilon_n q'_{umn}}, \quad (13)$$

$$H_{\max}^Q = \frac{[Q_{np\max}]}{\frac{q_{\Sigma}}{2} + \varepsilon_1 q'_{um1} + \varepsilon_2 q'_{um2} + \dots + \varepsilon_n q'_{umn}}, \quad (14)$$

$$H_{\max}^{\sigma} = \frac{[\sigma_{np}] f_{um1}}{0,707 \sqrt{q_{\Sigma} (\varepsilon_1 q'_{um1} + \varepsilon_2 q'_{um2} + \dots + \varepsilon_n q'_{umn})}}, \quad (15)$$

$$\sigma_{np} = \sqrt{\sigma_{\max} \sigma_{\sigma}} = \sqrt{\left( \frac{q_{\Sigma} + q'_{um}}{f_{um}} L_u + \frac{P_{\text{дву}}}{f_{um}} \right) \left( \frac{q_{\Sigma}}{2 f_{um}} L_u + \frac{P_{\text{дву}}}{f_{um}} \right)}, \quad (16)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{P_{\max}}{f_{um}} = \frac{P_{\Sigma} + P'_{um} + P_{\text{дву}}}{f_{um}} = \frac{q_{\Sigma} + q'_{um}}{f_{um}} L_u + \frac{P_{\text{дву}}}{f_{um}}, \quad (17)$$

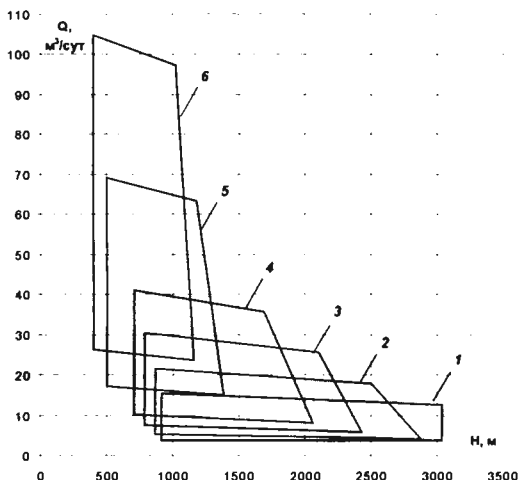
$$\sigma_{\sigma} = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{2 f_{um}} = \frac{q_{\Sigma}}{2 f_{um}} + \frac{P_{\text{дву}}}{f_{um}}. \quad (18)$$

Построены диаграммы, отражающие области применения разработанных приводов на основе РПМ в координатах производительность — глубина спуска насоса, подобные показанной на рисунке 6.

Для случая откачки вязкой продукции формулы для нагрузок в ТПШ предложено принять в виде

$$P_{\max} = (1 + b_{np}^*) (P'_{um} + P_{\Sigma} + F_{\Sigma}); \quad (19)$$

Рисунок 6. Теоретическая область применения привода ЦП 80-6-1/4: 1, 2, 3, 4, 5 и 6 — с насосами диаметром 27 мм; 32 мм; 57 мм и 70 мм



$$P_{\text{min}} = (1 - b_{\text{np}}^*) (P'_{\text{шт}} - F'_{\text{сн}}), \quad (20)$$

где  $b_{\text{np}}^*$ ,  $b_{\text{np}}''$  — безразмерные коэффициенты изменения нагрузки за счет трения штанг о трубы при ходе вверх и вниз, доли ед.;

$F'_{\text{сн}}$ ,  $F'_{\text{сн}}''$  — силы гидродинамического сопротивления при ходе вверх и вниз, Н;

$$F'_{\text{сн}} = K_i \cdot \mu \cdot n \cdot S_0 \cdot L_n;$$

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{\text{max}} &= A_i L_n & P_{\text{max}} &= f_{\text{шт}} A_i L_n & T &= f_{\text{шт}} B_i L_n \\ \sigma_u &= B_i L_n & P_{\text{min}} &= f_{\text{шт}} (A_i - 2B_i) L_n \\ \sigma_{\text{np}} &= L_n \sqrt{A_i B_i} & Q_{\text{np}} &= f_{\text{шт}} (A_i - B_i) L_n \end{aligned} \right\} \quad (21)$$

$$A_i = X1_i + Y1_i \cdot \mu \cdot n \cdot S_0;$$

$$B_i = X2_i + Y2_i \cdot \mu \cdot n \cdot S_0;$$

$K_i$ ,  $X1_i$ ,  $Y1_i$ ,  $X2_i$ ,  $Y2_i$  — константы, определяемые конкретными сочетаниями размеров НКТ, штанг и плунжера насоса.

Диаграммы, отражающие области применения приводов на основе РПМ, построены для случаев откачки продукции с коэффициентом эффективной вязкости до 5000 мПа·с.

Установлено, что при определенной величине эффективной вязкости в подъемнике откачка с максимальной частотой качаний не может быть реализована ни при какой глубине спуска насоса. Эта величина определяется по формуле:

$$\mu_{\text{кр}} = \frac{q_{\text{шт}} - A'_1 + 2B'_1}{3f_{\text{шт}}(A'_1 - 2B'_1)}. \quad (22)$$

Для приводов ЦП 40-2,1-0,5/2,5 и ЦП 60-3-0,5/2,5 значение  $\mu_{\text{кр}}$ , рассчитанное при помощи выражения (22), составляет соответственно 2490 и 1740 мПа·с.

Проанализированы особенности применения УСШН при МСП в системе ППД. Установлены зависимости для определения:

- предельной глубины спуска насоса с учетом величины устьевоего давления, в частности, исходя из прочности штанг

$$H_{\max}^o = -\frac{2AB + AP_{\text{двм}_{\max}} - CB}{2(A^2 - AC)} \pm \sqrt{\left[ \frac{2AB + AP_{\text{двм}_{\max}} - CB}{2(A^2 - AC)} \right]^2 - \frac{B^2 + BP_{\text{двм}_{\max}} - 2[\sigma_{\text{пр}}] f_{\text{шт}}^3}{A^2 - AC}}, \quad (23)$$

где  $A = q_{\text{ж}} + q'_{\text{шт}}(1 + b_{\text{пр}})$ ;

$$B = P_{\text{г}} F_{\text{н}} + P_{\text{двм}_{\max}} - q_{\text{ж}} h_{\text{нлр}};$$

$$C = q'_{\text{шт}}(1 - b_{\text{пр}});$$

- минимальной глубины спуска насоса из условия обеспечения движения вниз колонны штанг под действием силы веса

$$H_{\min} > \frac{P_{\text{г}} f_{\text{шт}} + F_{\text{пр}} + P_{\text{двм}_{\max}}}{q'_{\text{шт}}(1 - b_{\text{пр}})}; \quad (24)$$

- предельной величины динамического уровня жидкости в скважине, при котором не превышает техническая характеристика привода и соблюдается условие прочности штанговой колонны  $\sigma_{\text{пр}} \leq [\sigma_{\text{пр}}]$ :

$$h_{\text{двм}} = L_{\text{ш}} - h_{\text{нлр}}, \quad (25)$$

$$h_{\text{нлр}} = \frac{A' - 0,5P_{\min}}{q_{\text{ж}}} \pm \sqrt{\left( \frac{A' - 0,5P_{\min}}{q_{\text{ж}}} \right)^2 - \frac{A'^2 - A'P_{\min} - 2[\sigma_{\text{пр}}] f_{\text{шт}}^3}{q_{\text{ж}}^2}}, \quad (26)$$

где  $A' = AH_{\max} + P_{\text{г}} F_{\text{н}} + P_{\text{двм}_{\max}}$ .

Построены диаграммы, отражающие область применения УСШН с приводами ЦП 80-6-1/4 и ЦП 120-7,3-1/4 при МСП при устьевых давлениях до 10 МПа.

Предложены и запатентованы два технических решения, обеспечивающих повышение надежности работы и расширение области применения УСШН для МСП воды при ППД: УСШН с дополнительным «дожимным» подустьевым плунжерным насосом, снижающим нагрузку на штанги, а также устройство для герметизации устья скважины, обеспечивающее разгрузку устьевого сальника от высокого давления (рисунки 7, 8).

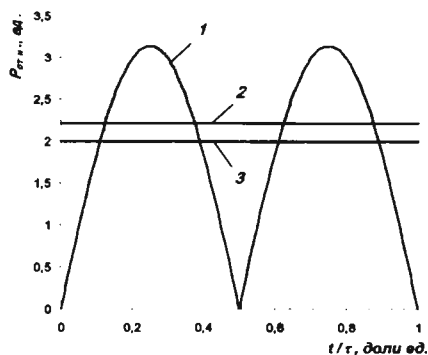
Получены теоретические и экспериментальные нагруженные кривые для электродвигателей приводов на основе РПМ, характеризующие изменение потребляемой активной мощности от времени в цикле откачки продукции из скважин (рисунки 9, 10).

Исследовано влияние параметров насосной установки с приводами на основе РПМ, условий и режимов откачки на энергопотребление:

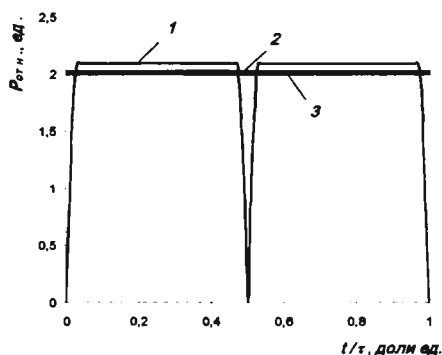
- Предложены методики расчета удельных энергозатрат на подъем продукции из скважин и мощности электродвигателя УСШН на основе определения составляющих баланса потребляемой мощности и по эмпирическим формулам. Показана возможность существенной экономии энергозатрат на подъем вязкой продукции по сравнению с балансируемыми приводами.
- Предложен способ определения потребляемой электродвигателем привода УСШН мощности по отношению величины фактически потребляемого тока к номинальному для данного электродвигателя.
- На основании теоретических и промысловых данных показано, что коэффициент формы нагрузочной кривой электродвигателя приводов на основе РПМ меньше, чем у балансируемых приводов. Поэтому в диапазоне изменения степени загрузки от 40 до 100 % величина КПД электродвигателей приводов на основе РПМ в среднем на 18...21 %, а  $\cos \varphi$  — на 10...20 % выше, чем у нормально уравновешенных балансируемых приводов (рисунок 11).







**а**

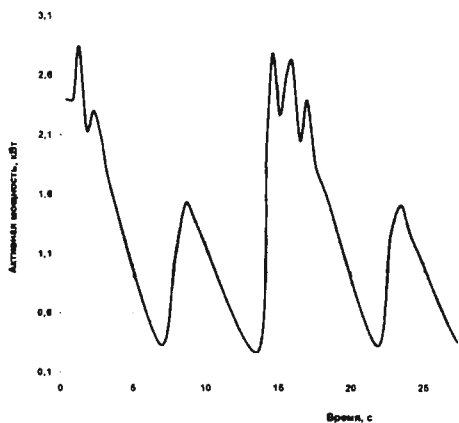


**б**

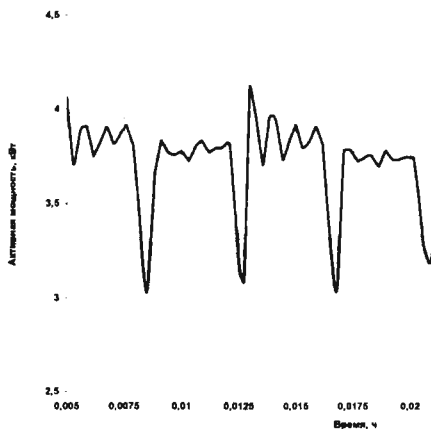
Рисунок 9. Теоретические нагрузочные кривые электродвигателей УСШН с балансирным станком-качалкой и приводом на основе РПМ за цикл при одинаковой скорости откачки и длине хода

**а** — станок-качалка; **б** — привод на основе РПМ

1 — теоретическая нагрузочная кривая; 2, 3 — соответственно среднеквадратичная и средняя нагрузка на валу электродвигателя привода



**а**



**б**

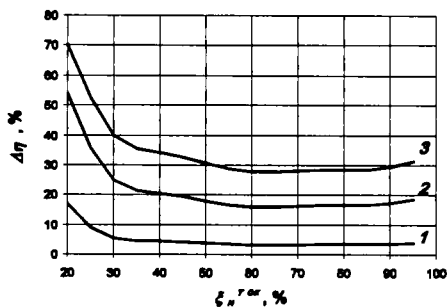
Рисунок 10. Нагрузочные кривые электродвигателей УСШН

**а** — станок-качалка ПНШ80-3-40 на скв. № 6376А НГДУ «Лениногорскнефть»; **б** — привод ЦП 80-6-1/4 на скважине № 23551 НГДУ «Иркеннефть»

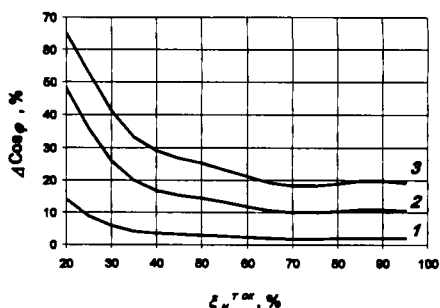
Используемая модель системы «пласт — скважина — насос» изображена на рисунке 12.

При расчетах используются следующие допущения и упрощения:

1. Процесс движения пластовой жидкости в призабойной зоне считается стационарным, с постоянными значениями давления, обводненности, газового фактора, коэффициента продуктивности и т. д.



**a**

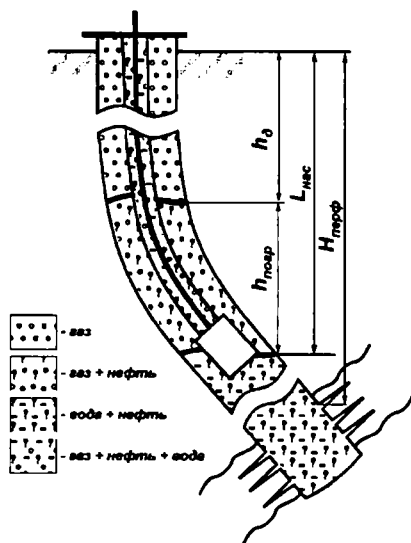


**б**

Рисунок 11. Влияние коэффициента формы нагрузочной кривой и степени загрузки на улучшение характеристик электродвигателя привода на основе РПМ по сравнению с балансирным станком-качалкой при равной скорости откачки и длине хода

**a и б** — увеличение КПД и  $\cos\varphi$  электродвигателя привода на основе РПМ при коэффициенте формы нагрузочной кривой, равном 1,016, по сравнению с балансирным станком-качалкой  
1; 2; 3 — при коэффициенте формы нагрузочной кривой электродвигателя станка-качалки, равном соответственно 1,2; 2,1 и 3,2

Рисунок 12. Используемая в расчетах схематизация работы системы «пласт — скважина — насос»



2. На участке «забой скважины — прием насоса» находится водонефтяная смесь, выделение газа учитывается только начиная с глубины приема насоса. При этом распределение нефтяной и водяной составляющих в эксплуатационной колонне равномерное.

3. Выше приема насоса находится газированная нефть усредненной плотности, которая для девонских скважин Урало-Поволжья обычно принимается равной  $700 \text{ кг/м}^3$ , а для скважин верхних горизонтов — плотности пластовой нефти.

4. Влияние веса газа в затрубном пространстве при расчете давления на приеме насоса и забойного давления не учитывается.

5. Колонна насосно-компрессорных труб одноразмерная.

6. Принимается, что колонна штанг трехступенчатая. В процессе конструирования колонны подбираются равнопрочными две верхние ступени. Третья (от поверхности) ступень служит в качестве «тяжелого низа». Критерием успешности подбора считается равнопрочность двух верхних ступеней. Подбор производится прямым перебором. В случае применения стеклопластиковых штанг нижнюю часть колонны принимают стальной и выбирают ее длину равной 20...40 % от общей длины колонны. По аналогии с подходом К.Р. Уразакова, длина всех штанг полагается равной 8 м.

7. Распределение давления и температуры в НКТ и эксплуатационной колонне линейным и рассчитывается по двум точкам. Для эксплуатационной колонны это забой и прием насоса (расчет «снизу вверх»), для НКТ — устье и прием насоса (расчет «сверху вниз»).

8. Нагрузка от скребков-центраторов в первом приближении не учитывается.

На конкретном примере расчета по предлагаемой методике проиллюстрирована возможность существенной экономии удельных энергозатрат на подъем продукции скважин с дебитом до 110 м<sup>3</sup>/сут УСШН с приводом на основе РПМ по сравнению УЭЦН.

Показано, что если область рационального применения УСШН для обычных станков-качалок, как правило, ограничена дебитами 50 — 60 м<sup>3</sup>/сут, то при применении длинноходовых приводов на основе РПМ она может быть заметно расширена — до 100...110 м<sup>3</sup>/сут и более (окончательные значения определяются характеристиками используемого оборудования и требуют уточнения для конкретных условий). В то же время, прочность штанг не всегда позволяет спускать штанговый насос необходимого диаметра в скважину на ту же глубину, что и ЭЦН, особенно в случае насосов большого диаметра. В обводненных скважинах это может приводить к снижению дебита скважины вследствие увеличения забойного давления, обусловленного увеличением высоты столба водонефтяной смеси повышенной плотности от пласта до приема насоса.

Показано, что при сравнении работы однотипных насосных установок (УЭЦН, УСШН и т. д.) на разных скважинах более объективные результаты обеспечит использование такого показателя, как удельные энергозатраты на подъем жидкости из скважин, приведенные к динамическому уровню.

В пятой главе выполнен анализ фактических показателей эксплуатации на представительном фонде скважин ОАО «Татнефть», подтвердивший теоретически обоснованные преимущества УСШН с приводами на основе РПМ при эксплуатации скважин в осложненных условиях. В частности, на выборке из 148 скважин после внедрения приводов ПЦ 60-3-0,5/2,5 по сравнению с применением балансирных приводов число подземных ремонтов по причине образования водонефтяной эмульсии на этом фонде уменьшилось в 3,3 раза, по причине отказа штанг — в 2,3 раза, общее количество ремонтов сократилось в 1,7 раза. МРП работы упомянутых осложненных скважин увеличился в среднем на 465 суток (на 107 %, т. е. более, чем в два раза) и достиг 899 суток. Фактическая экономия удельных энергозатрат в расчете на подъем 1 м<sup>3</sup> продукции составила от 10 до 20 %.

На малodeбитных (с дебитами 5 м<sup>3</sup>/сут и менее) скважинах по состоянию на 01.06.2010 г. эксплуатировалось 536 приводов ПЦ 60-3-0,5/2,5. При этом:

- 344 привода работали с частотой качаний ТПШ 1 мин<sup>-1</sup> и менее;
- 48 скважин переведены на постоянный режим работы. Получен среднесуточный прирост дебита нефти 0,3 т/сут.

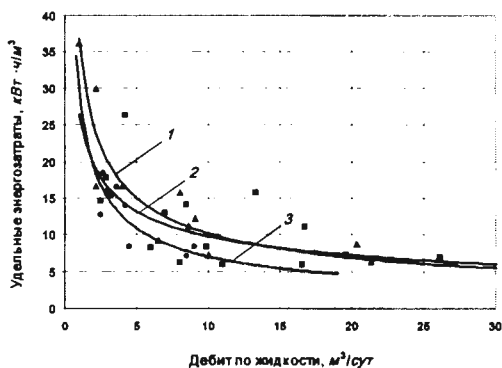
Анализ параметров эксплуатации по выборке из 129 малонебитных скважин показал следующие результаты:

- средний дебит по жидкости  $2,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ , средняя частота качаний ТПШ —  $1 \text{ мин}^{-1}$ ;
- средний МРП работы скважин до внедрения — 609 сут, после внедрения — 930 сут (увеличение в 1,5 раза);
- Сокращение числа ремонтов скважин:
  - из-за образования эмульсии — в 4 раза;
  - из-за обрывов и отворотов штанг — в 2,3 раза;
  - из-за отложения АСПО и солей — в 5,5 раз;
  - общее сокращение по всем причинам, включая перечисленные — в 1,5 раза.

Сравнение энергетической эффективности способов эксплуатации мало- и среднедебитных скважин с применением балансирующих станков-качалок, установок винтовых насосов с поверхностным приводом и приводов ЦП 60-3-0,5/2,5 приведено на рисунке 13, из которого видно, что удельные энергозатраты УСШН с приводами ЦП 60-3-0,5/2,5 на подъем вязкой продукции из мало- и среднедебитных скважин в интервале дебитов  $2,5 \dots 17 \text{ м}^3/\text{сут}$  соответственно на 23...33 % ниже, чем у УСШН с балансирующими станками-качалками и близки к энергозатратам УШВН.

Рисунок 13. Удельные энергозатраты на подъем вязкой продукции скважин УСШН с балансирующими станками-качалками, приводами ЦП 60-3-0,5/2,5 и УШВН

1 — балансирующие станки-качалки;  
2 — установки винтовых насосов с поверхностным приводом; 3 — приводы ЦП 60-3-0,5/2,5



Анализ по 31 скважине с приводами ПЦ 80-6-1/4 показал фактическую экономию энергозатрат на подъем продукции по сравнению с УЭЦН в среднем на 58 %, т. е. более чем в 2 раза. По выборке из 52 осложненных скважин с приводами ПЦ 80-6-1/4 зафиксировано снижение количества ГРС по причине отложения на скважинном оборудовании парафинов и солей в 8,3 раза, по всем (прочим) причинам в 2,1 раза.

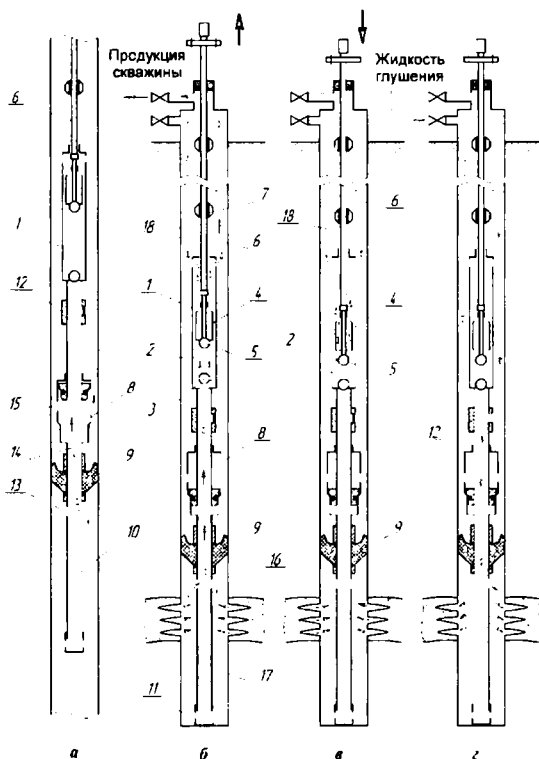
В шестой главе приведены теоретическое обоснование и результаты создания энергосберегающего комплекса скважинного оборудования и технологий подъема жидкости из скважин с осложненными условиями эксплуатации, обеспечивающего превентивное предотвращение осложнений и получение ряда принципиальных преимуществ, в частности:

1. Созданы УСШН без НКТ и технологии подъема жидкости из скважин с осложненными условиями эксплуатации с их применением (рисунок 14). Обоснованы области эффективного использования УСШН без НКТ — это скважины с высоковязкой продукцией, нерентабельные скважины и скважины малого диаметра.

Рисунок 14. УСШН без НКТ с упором на забой

*а* — спуск скважинного оборудования; *б* и *в* — работа установки при ходе плунжера соответственно вверх и вниз, *г* — глушение скважины

1 — насос; 2 — цилиндр; 3 — приемный клапан; 4 — плунжер; 5 — управляемый нагнетательный клапан; 6 — штанговая колонна; 7 — центраторы; 8 — перепускной узел; 9 — самоуплотняющийся пакер; 10 — хвостовик; 11 — упор; 12 — клапан глушения; 13, 15 — отверстия; 14 — осевой канал пакера; 16 — продуктивный пласт; 17 и 18 — соответственно фильтровая и нагнетательная полости скважины



Разработаны, запатентованы и испытаны в промысловых условиях модификации УСШН без НКТ. Проведены их приемочные испытания с участием Ростехнадзора. Практически подтверждено, что применение УСШН без НКТ на скважинах с высоковязкой продукцией обеспечивает:

- снижение затрат за счет экономии НКТ (для условий ОАО «Татнефть» — порядка 900 м на каждой скважине) и связанных с НКТ ремонтов;
- снижение количества осложнений из-за образования высоковязких эмульсий;
- дополнительную добычу нефти за счет:
  - а) увеличения предельной производительности УСШН по вязкости продукции;
  - б) вывода из бездействия простаивающих скважин, а также перевода «периодических» скважин с высоковязкой продукцией на постоянный режим работы;
- экономии затрат за счет снижения обрывности штанг, исключения их зависания вследствие кратного снижения гидродинамических сопротивлений;
- снижение обводненности продукции при обеспечении непрерывного режима откачки.

2. Разработаны и запатентованы варианты надежных и эффективных конструкций входных устройств сифонного типа для поочередной подачи нефти и воды на прием скважинного насоса, организовано их промышленное производство, разработана технология эксплуатации скважин с их применением, обеспечено научно-методическое сопровождение внедрения более чем в 1400 скважинах. Принцип работы устройства ВУ-11-89 иллюстрирует рисунок 15, область применения показана на рисунке 16.

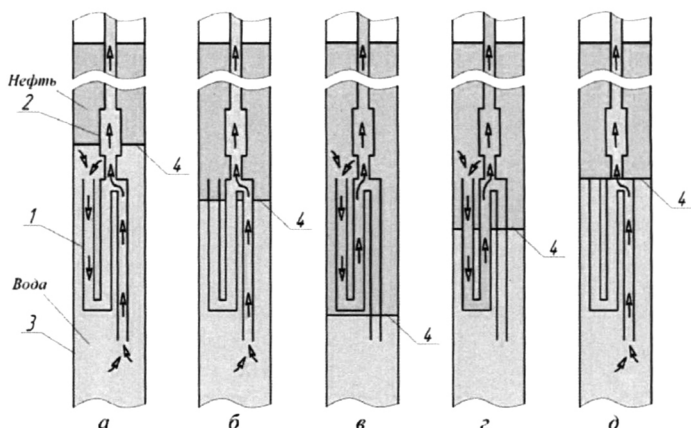
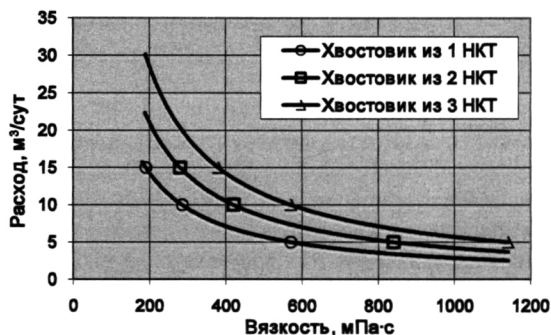


Рисунок 15. Принцип работы входного устройства для поочередной подачи нефти и воды на прием скважинного насоса ВУ-11-89

*а, б, д* — отбор воды; *в, г* — отбор нефти

1 — переключатель потоков; 2 — скважинный насос; 3 — эксплуатационная колонна скважины; 4 — граница ВНР

Рисунок 16. Область применения устройства ВУ-11-89



Теоретически обосновано и подтверждено промышленным внедрением, что применение ВУ является простым, малозатратным и весьма перспективным способом повышения эффективности эксплуатации обводненных скважин с высоковязкой продукцией. На скважинах, эксплуатирующих отложения карбона, при эффективной работе входных устройств зафиксировано снижение амплитуды нагрузок в ТППШ в среднем на 18,5 % и средневзвешенного удельного потребления электроэнергии на 1,5 — 2 кВт·ч/т или 20...25 %.

Частота ремонтов в расчете на скважину в год из-за влияния эмульсии на работу глубинно-насосного оборудования на фонде скважин, оборудованных входными устройствами, снизилась с 0,862 до 0,362 (в 2,4 раза).

Обоснованы, предложены и запатентованы дальнейшие направления совершенствования ВУ, обеспечивающие существенное улучшение эксплуатационных свойств, а также снижение их себестоимости и эксплуатационных затрат.

3. Разработаны УСШН с НДД, обеспечивающие подъем из скважин малообводненной нефти с нагнетанием попутной воды в принимающий пласт (рисунок 17), а также технологии эксплуатации обводненных скважин с их применением.

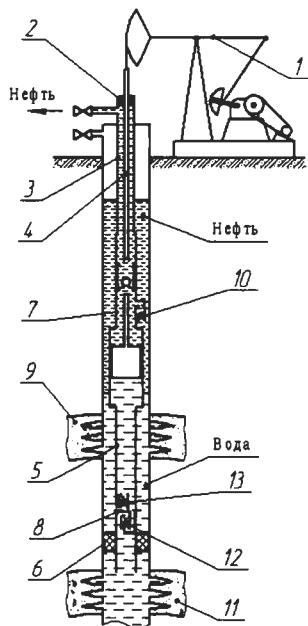


Рисунок 17. Общий вид УСШН с НДД

- 1 — привод;
- 2 — устьевая арматура;
- 3 — колонна НКТ;
- 4 — колонна штанг;
- 5 — хвостовик;
- 6 — пакер;
- 7 — насос двойного действия;
- 8 — блок клапанов;
- 9 — продуктивный пласт;
- 10 — всасывающий клапан для нефти;
- 11 — поглощающий пласт;
- 12, 13 — соответственно всасывающий и нагнетательный клапаны для воды

УСШН с НДД прошли приемочные испытания с участием Ростехнадзора и рекомендованы к промышленному применению. Внедрение технологии на скв. № 1207 НГДУ «Ямашнефть» обеспечило экономический эффект в размере 210 тыс. руб. в год.

Созданы предпосылки к дальнейшему повышению эффективности эксплуатации обводнившихся скважин за счет совмещения функций добычающей и нагнетательной скважин в одной и возврата части попутно добываемой воды обратно в тот же продуктивный пласт для поддержания пластового давления без подъема ее на поверхность.

Разработана методика расчета параметров работы УСШН с НДД при нагнетании попутной воды в поглощающий пласт без ее подъема на поверхность.

Предложены, обоснованы и запатентованы направления совершенствования УСШН с НДД, обеспечивающие улучшение их свойств и снижение эксплуатационных затрат.

4. Предложены, разработаны и запатентованы УСШН, обеспечивающие подъем из скважин малообводненной нефти попутной воды по отдельным каналам (рисунок 18), а также технологические приемы эксплуатации обводненных скважин с их применением.

5. Проанализированы аспекты применения штанг из различного материала в составе комбинированных колонн при подъеме продукции из скважин разной глубины. На примере СПШ показано, что наиболее эффективно их применение при минимальной длине хода и максимальном числе качаний ТПШ в процессе откачки маловязкой жидкости из глубоких скважин в осложненных условиях.

Показано, что применение СПШ для реализации «эффекта перепроизводительности» при эксплуатации УСШН скважин средней глубины нецелесообразно. Для эффективного



применения СПШ в составе комбинированных колонн необходимо индивидуальное проектирование УСШН для каждой скважины.

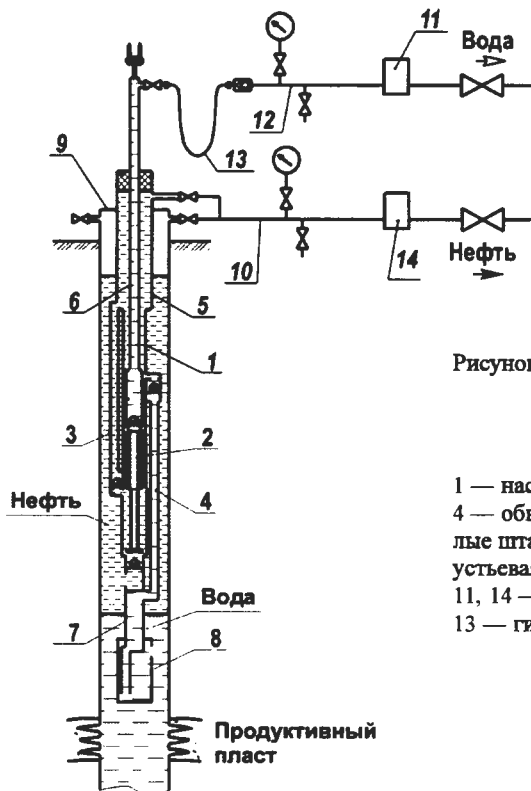


Рисунок 18. УСШН с раздельным подъемом и регулируемым соотношением объемов поднимаемых нефти и воды

1 — насос; 2 — разделительный поршень, 3, 4 — обводные каналы; 5 — НКТ; 6 — полые штанги; 7 — хвостовик; 8 — якорь; 9 — устьевая арматура; 10 — нефтяная линия; 11, 14 — дебитометры; 12 — водяная линия; 13 — гибкий рукав

Предложен рациональный подход к расчету параметров комбинированных штанговых колонн, укомплектованных штангами из разных материалов (например, стальными и СПШ), потери хода плунжера, а также составляющих экстремальных нагрузок в ТПШ УСШН. Для режимов откачки, характеризующихся значением параметра Коши  $\frac{\pi n L_n}{30a} < 0,8$  предложена методика проектирования комбинированных штанговых колонн с использованием средневзвешенных по длине колонны свойств материала штанг. В частности, предложено применение обобщенного коэффициента пропорциональности между перемещением ТПШ в период начальных деформаций и полной величиной статической деформации штанг и НКТ:

$$\Psi = \frac{1}{1 + \frac{L_n f_{шт1} E_{2,3} f_{шт2,3}}{f_{шт1} (l_{шт1} E_{2,3} f_{шт2,3} + E_1 f_{шт1} (l_{шт2} + l_{шт3}))}} \quad (27)$$

где  $l_{шт1}, l_{шт2}, l_{шт3}$  — длина соответственно первой, второй и третьей от насоса ступени штанговой колонны;

$f_{шт1}, f_{шт2}, f_{шт3}$  — площадь поперечного сечения штанг первой от насоса (стальной), второй и третьей ступени штанговой колонны;

$E_{2,3}$  — модуль упругости материала штанг второй и третьей от насоса ступеней колонны;

$\bar{f}_{\text{шпн } 2,3}$  — средняя площадь поперечного сечения второй и третьей от насоса ступеней

$$\text{колонны: } \bar{f}_{\text{шпн } 2,3} = \frac{\frac{l_{\text{шпн } 2} + l_{\text{шпн } 3}}{l_{\text{шпн } 2}} + \frac{l_{\text{шпн } 3}}{l_{\text{шпн } 3}}}{\frac{l_{\text{шпн } 2}}{f_{\text{шпн } 2}} + \frac{l_{\text{шпн } 3}}{f_{\text{шпн } 3}}};$$

$E_1$  — модуль упругости стали.

С применением предложенного подхода и выражения (27) получены формулы для определения статической и динамической потери хода плунжера, а также экстремальных нагрузок в ТПШ УСШН с балансирным и цепным приводами при применении комбинированной колонны штанг из разных материалов. На конкретных примерах проанализированы характерные варианты применения комбинированных штанговых колонн с использованием СПШ при эксплуатации УСШН скважин средней глубины. Показано, что в граничных случаях использование комбинированной колонны из СПШ и стальных штанг позволяет подобрать соотношение длины стеклопластиковой и стальной частей, при котором в полном объеме обеспечивается решение поставленной задачи без выхода параметров работы элементов УСШН за рамки их технических характеристик.

В седьмой главе научно обоснованы области эффективного применения свабиrowания в процессах добычи нефти (рисунок 19), технология подъема высоковязкой продукции из скважин свабами по эксплуатационной колонне, технология отбора безводной нефти из обводненных скважин периодическим подъемом нефти свабом по эксплуатационной колонне, технология свабиrowания неглубоких сквозных двухустевых скважин по эксплуатационной колонне, эксплуатации скважин мобильными подъемными установками.



Рисунок 19. Области применения свабиrowания

Для процессов подъема продукции из скважин свабами установлены зависимости:

- производительности от свойств поднимаемой продукции, условий откачки и характеристик притока из продуктивного пласта в скважину.
- объема утечек и коэффициента подачи от технической характеристики оборудования, свойств поднимаемой жидкости, режимов и условий откачки.
- между параметрами оборудования, условиями откачки и технологическими параметрами.

Экспериментально определены величины коэффициентов, характеризующих гидравлическое сопротивление свабов разных типов для НКТ и эксплуатационной колонны.

Установлена корреляция между коэффициентом подачи свабов плашечного типа при работе в эксплуатационных колоннах и величиной пробега сваба.

Разработана обобщенная математическая модель нестационарных процессов подъема продукции скважин свабами по эксплуатационной колонне, по НКТ с пакером и без пакера с учетом притока продукции из пласта в скважину и на ее основе — методика расчета технологических параметров по рекуррентным соотношениям:

$$\begin{cases} h'_{нач} = H_{нач} \\ h'_{кон} = h'_{нач} + Mh'_{погр}K'_{под} - \Delta h'_i - \Delta h''_i - \Delta h'''_i \\ v_i = \pi \frac{d_{нл}^2}{4} h'_{погр} K'_{под} \\ t'_i = \frac{1}{60} \left( \frac{h'_{погр}}{v'_{погр}} + \frac{2h'_{нач} + h'_{погр}}{v_{под}} \right) \end{cases} \quad i \in 1 \dots n, \quad (28)$$

$$\begin{cases} t_i = t_{i-1} + t'_i \\ h'_{нач} = h'_{кон} \\ q = \frac{v_n}{t_n} \cdot 60 \\ \Delta h'_i = (h'_{нач} - H_{см}) \cdot \left( 1 - \exp \left( -\frac{k_{np}}{f_{ж}} \cdot \frac{1}{8,64 \cdot 10^4} \cdot \left( \frac{h'_{нач}}{v_{под}} + \frac{h'_{погр}}{v'_{погр}} \right) \right) \right) \\ \Delta h''_i = \left( h'_{нач} + \frac{Mh'_{погр}}{2} - \Delta h'_i - H_{см} \right) \cdot \left( 1 - \exp \left( -\frac{k_{np}}{f_{ж}} \cdot \frac{h'_{погр}(1-M)}{8,64 \cdot 10^4 \cdot v_{под}} \right) \right) \\ \Delta h'''_i = (h'_{нач} + Mh'_{погр} - \Delta h'_i - \Delta h''_i - H_{см}) \cdot \left( 1 - \exp \left( -\frac{k_{np}}{f_{ж}} \cdot \frac{h'_{нач} + Mh'_{погр}}{8,64 \cdot 10^4 \cdot v_{под}} \right) \right) \end{cases} \quad (29)$$

где  $n$  — число циклов откачки;

$H_{нач}$  — начальный уровень в скважине;

$h'_{нач}, h'_{кон}$  — начальный и конечный уровень в скважине в  $i$ -м цикле;

$h'_{погр}$  — глубина погружения сваба под уровень жидкости в  $i$ -м цикле;

$K'_{под}$  — коэффициент подачи в  $i$ -м цикле;

$\Delta h'_i, \Delta h''_i$  и  $\Delta h'''_i$  — составляющие прироста уровня в цикле за счет притока;

$v_i$  — объём жидкости, откачанной в  $i$ -м цикле;

$t'_i$  — время, затрачиваемое на  $i$ -й цикл откачки;

$v'_{погр}$  — скорость погружения сваба в  $i$ -м цикле;

$v_{под}$  — скорость подъема сваба;

$t_i$  — время, затраченное на  $i$  циклов откачки;

$v_n = \sum_{i=1}^n v_i$  — объём жидкости, откачанной свабом за  $n$  циклов;

$t_n$  — время, затраченное на  $n$  циклов откачки;

$q$  — производительность свабирования.

Обоснованы методы оценки технологической и коммерческой эффективности эксплуатации скважин мобильными подъемниками в зависимости от характеристик скважин, территориального их взаимоположения, свойств продукции, технических характеристик оборудования, экономических показателей предприятия, условий реализации нефти. Для способа эксплуатации скважин мобильными подъемниками установлены корреляции (рисунки 20 — 24):

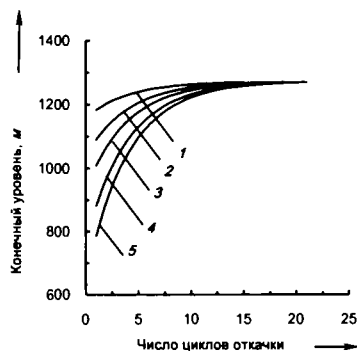


Рисунок 20. Конечный уровень в скважине  
1; 2; 3; 4, 5 — при времени накопления соответственно 1; 2; 3; 5 и 7 сут

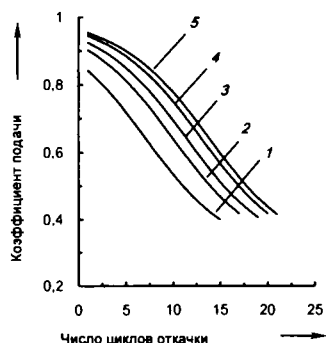


Рисунок 21. Коэффициент подачи  
1; 2; 3; 4, 5 — при времени накопления соответственно 1; 2; 3; 5 и 7 сут

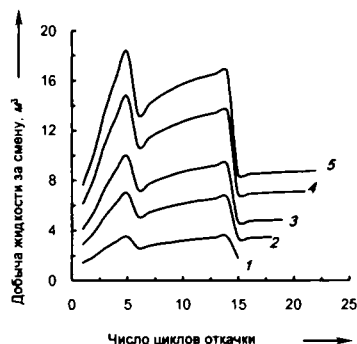


Рисунок 22. Добыча жидкости за смену  
1; 2; 3; 4, 5 — при времени накопления соответственно 1; 2; 3; 5 и 7 сут

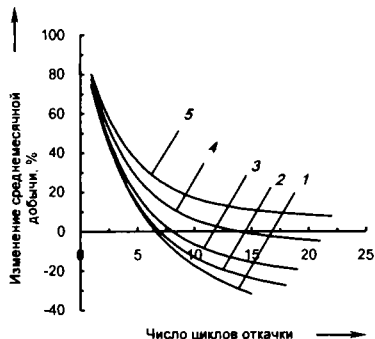


Рисунок 23. Объем среднемесячной добычи при свабировании по сравнению с эксплуатацией УСШН  
1; 2; 3; 4, 5 — при времени накопления соответственно 1; 2; 3; 5 и 7 сут

- Между временем цикла накопления продукции в скважинах и числом циклов откачки в зависимости от начальных уровней жидкости в скважинах, величин погружения сваба под уровень жидкости в скважине в каждом цикле, изменением коэффициента подачи в циклах, величин конечного уровня жидкости в циклах.
- Объемом жидкости, отбираемым из скважины, числом эксплуатируемых за смену скважин, объемом добычи жидкости за смену в зависимости от числа циклов откачки из каждой скважины.
- Максимального числа скважин, эксплуатируемых одним агрегатом, числа циклов откачки и времени накопления нефти в каждой скважине.
- Величины чистого дисконтированного дохода предприятия от объемов добычи нефти за смену, характеристик скважин (диаметра эксплуатационной колонны и профиля ствола

скважин, глубины залегания и продуктивности пластов, обводненности продукции), сезонности эксплуатации, способа транспортировки продукции, числа скважин, обслуживаемых одним агрегатом, технической характеристики и числа используемых агрегатов, коммерческих условий реализации нефти.

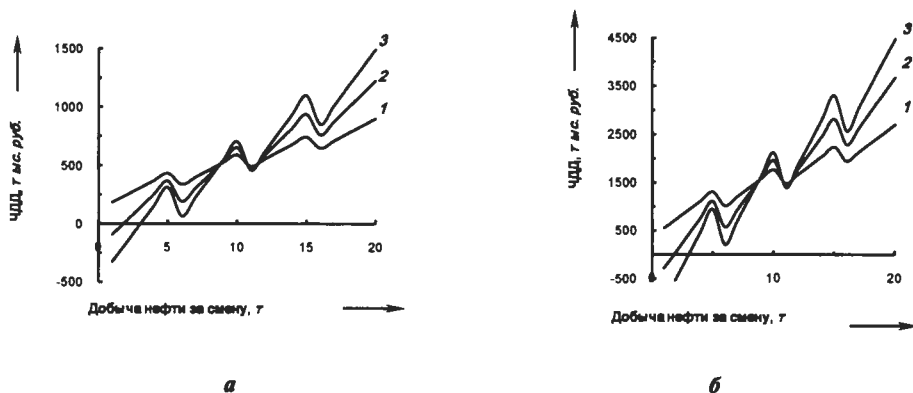


Рисунок 24. Зависимость чистого дисконтированного дохода от объема добычи за смену (транспортировка продукции автоцистернами, горизонт расчета — 3 года)

*а* — один подъемник; *б* — три подъемника

1 — за первый год реализации проекта; 2 — за первые два года реализации проекта; 3 — за первые три года реализации проекта

Обоснованы критерии коммерческой эффективности применения способа эксплуатации скважин мобильными подъемниками как в случае применения для разрозненных скважин на поздней стадии разработки нефтяных месторождений, так и для эксплуатации групп необустроенных скважин на вновь вводимых в разработку месторождениях.

Создано современное оборудование (рисунки 25, 26) и технологии свабирования скважин разных категорий (рисунок 27), которые промышленно применяются в нефтепромысловой практике при освоении и эксплуатации скважин.

Комплексы оборудования для свабирования скважин при герметичном устье (рисунки 28, 29) созданы впервые в России и доведены до серийного производства.

В восьмой главе отражена практическая реализация результатов работы, резюмированная выше в разделе «Общая характеристика работы».

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Создан комплекс энергосберегающих систем для эксплуатации скважин в осложненных условиях, включающий технологии: добычи нефти с применением приводов штанговых насосов на основе реверсивных редуцирующих преобразующих механизмов, подъема из скважин высоковязкой нефти, эксплуатации необустроенных скважин передвижными подъемниками, межскважинной перекачки воды в системе поддержания пластового давления, внутрискважинной сепарации и раздельного подъема или закачки попутной воды в пласт, подъема продукции скважин свабами по насосно-компрессорным трубам и по эксплуатационным колоннам.

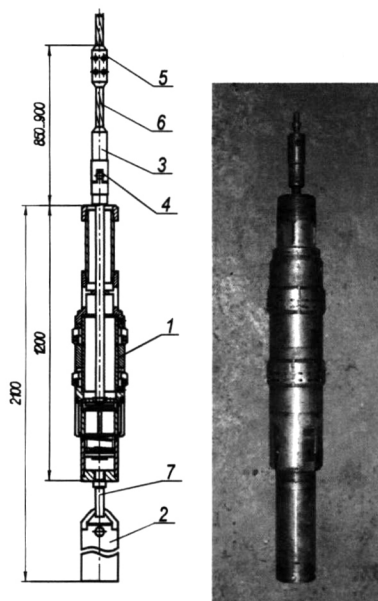


Рисунок 25. Плащечный сваб для эксплуатационной колонны

1 — сваб; 2 — груз; 3 — канатный наконечник; 4 — быстроразъемное соединение; 5 — толкатель; 6 — канат; 7 — соединение груза

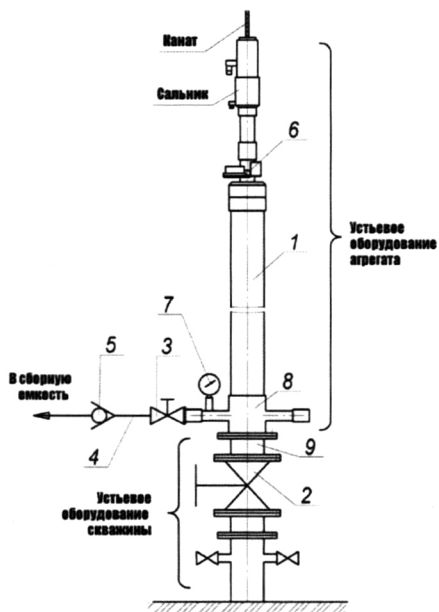


Рисунок 26. Схема устьевое оборудования для свабирования по эксплуатационной колонне

1 — лубрикатор; 2 — центральная задвижка (превентор); 3 — запорный орган; 4 — выкидная линия; 5 — обратный клапан; 6 — датчик входа сваба в лубрикатор; 7 — манометр; 8 — крестовина; 9 — переводная катушка

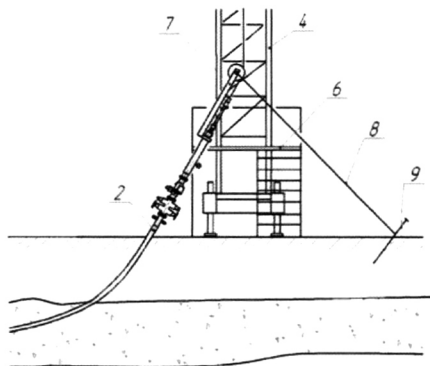
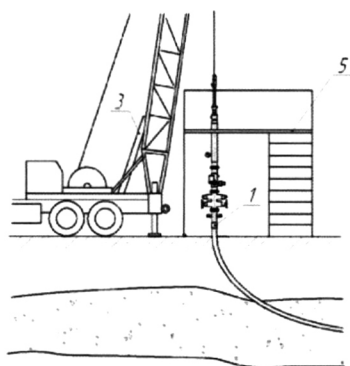


Рисунок 27. Свабирование двухустевых скважин на Ашальчинском месторождении сверхвязкой нефти

1, 2 — устья скважин; 3, 4 — агрегаты для свабирования; 5, 6 — рабочие площадки; 7 — направляющий ролик; 8 — оттяжка; 9 — анкер



Рисунок 28. Агрегат для свабивания скважин ЗАСС с опорно-поворотным устройством и системой нейтрализации попутных газов

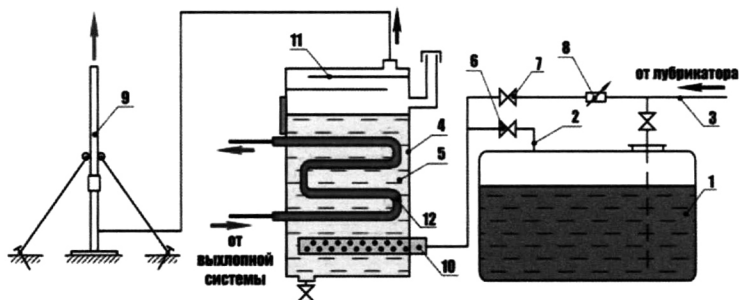


Рисунок 29. Система нейтрализации  $H_2S$  в попутном газе, применяемая на агрегатах для свабивания типа АСС

1 — сборная емкость; 2 — дыхательный канал; 3 — трубопровод; 4 — емкость; 5 — ней-  
трализатор; 6, 7 — запорная арматура; 8 — регулятор расхода газа; 9 — свеча рассеивания;  
10 — диспергатор; 11 — отбойник брызг; 12 — теплообменник

2. Научно обоснована методология и разработаны способы повышения надежности работы и межремонтного периода скважин путем предотвращения осложнений при добыче высоковязких нефтей, такие, как применение приводов скважинных насосов на основе реверсивных редуцирующих преобразующих механизмов, входных устройств для поочередной подачи на прием насосов нефти и попутной воды, подъема высоковязкой нефти по эксплуатационной колонне. Определены области рационального применения каждого способа.

3. Разработана теория эксплуатации скважин с применением приводов штанговых насосов на основе реверсивных редуцирующих преобразующих механизмов, включающая:

- теоретическое и практическое обоснование преимуществ технологий подъема продукции скважин с применением приводов на основе реверсивных редуцирующих преобразующих механизмов при эксплуатации скважин с высоковязкой продукцией, а

- также возможность получения существенной экономии энергозатрат на подъем продукции скважин по сравнению с балансирными приводами и УЭЦН;
- формулы и алгоритм расчета предельных параметров УСШН с приводами на основе реверсивных редуцирующих преобразующих механизмов, определяющие область их применения в зависимости от глубины спуска насоса и вязкости продукции при добыче нефти, а также при межскважинной перекачке воды в системе поддержания пластового давления;
  - обоснование параметров приводов для условий Урало-Поволжья, разработку параметрического ряда приводов на основе реверсивных редуцирующих преобразующих механизмов грузоподъемностью от 40 до 120 кН с длиной хода от 2,1 до 7,3 м и производительностью до 130 м<sup>3</sup>/сут, которые доведены до серийного производства и широкомасштабного промышленного применения.
4. Исследовано влияние конструктивных особенностей штанг на основные параметры и режимы эксплуатации скважин разных категорий. Установлены зависимости между нагрузкой на комбинированные штанговые колонны и параметрами работы УСШН.
5. Разработана методика проектирования эксплуатации скважин УСШН с приводами на основе реверсивных редуцирующих преобразующих механизмов, обеспечивающая выбор насосной установки и режима ее работы при оптимальных технологических и технико-экономических показателях. Методика широко опробована на практике и включена в корпоративный информационную систему АРМИТС, применяющуюся во всех НГДУ ОАО «Татнефть».
6. Научно обоснованы технологии и области эффективного применения метода сваби-рования в процессах добычи нефти: подъема высоковязкой продукции из скважин свабами по эксплуатационной колонне, отбора безводной нефти из обводненных скважин, эксплуатации скважин мобильными подъемными установками. Установлены зависимости между параметрами оборудования и условиями откачки. Экспериментально определены величины коэффициентов, характеризующих гидравлическое сопротивление свабов разных типов.
7. Разработана обобщенная математическая модель нестационарных процессов подъема продукции скважин свабами по эксплуатационной колонне, по насосно-компрессорным трубам с пакером и без пакера с учетом притока продукции из пласта в скважину, а также методика расчета технологических параметров при подъеме жидкости из скважин свабами по рекуррентным соотношениям.
8. Разработаны 17 руководящих документов для эксплуатации скважин с применением принципиально новых технических решений, которые защищены 63 патентами РФ.
9. Представленные в работе технологии и технические средства доведены до широкого промышленного применения: созданный комплекс энергосберегающих технологий и оборудования применен более чем в 3000 скважин, позволилкратно увеличить межремонтный период работы скважин, добыть дополнительно более 380 тыс. т. нефти и получить экономический эффект свыше 640 млн. руб.

## **ПУБЛИКАЦИЯ ОСНОВНЫХ ПОЛОЖЕНИЙ ДИССЕРТАЦИИ**

Содержание работы отражено в 129 публикациях, основными из которых являются:

### **Монографии, учебные пособия, допущенные УМО вузов РФ**

1. Валовский В.М., Валовский К.В. Цепные приводы скважинных штанговых насосов. - М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2004. – 492 с.



2. Валовский В.М., Валовский К.В. Техника и технология свабиrowания скважин. - М.: ОАО ВНИИОЭНГ. 2003. - 396 с.
3. Валовский В.М., Валовский К.В. Определение областей применения цепных приводов ПЦ 40-2, 1-0,5/2,5 и ПЦ 60-3-0,5/2,5. Учебное пособие. - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. 2008. - 88 с.
4. Валовский В.М., Валовский К.В. Определение областей применения длинноходовых цепных приводов при добыче нефти из скважин. Учебное пособие. - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. 2008. - 100 с.
5. Валовский В.М., Валовский К.В. Определение областей применения цепных приводов ПЦ 80-6-1/4 и ПЦ 120-7,3-1/4 при межскважинной перекачке минерализованной пластовой воды для поддержания пластового давления. Учебное пособие. - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. 2008. - 192 с.
6. Валовский В.М., Валовский К.В. Оборудование для свабиrowания скважин. Учебное пособие. - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. 2008. - 176 с.

### Статьи в ведущих рецензируемых журналах и изданиях, входящих в перечень ВАК

7. Валовский В.М., Валовский К.В. Определение области применения цепного привода ПЦ 120-7,3-1/4 при добыче нефти // Нефтепромысловое дело. 2009. - № 4. - С. 21 — 26.
8. Валовский В.М., Валовский К.В. Особенности определения области применения установок скважинных штанговых насосов при межскважинной перекачке пластовой воды // Нефтепромысловое дело. 2009. - № 4. - С. 27 — 33.
9. Валовский В.М., Валовский К.В. Области применения установок скважинных штанговых насосов с приводами на основе РПМ при межскважинной перекачке пластовой воды // Нефтепромысловое дело. 2009. - № 5. - С. 40 — 47.
10. Валовский В.М., Манько М.И., Ахунов Р.М., Федосеенко Н.В., Валовский К.В., Елшин А.П., Сальманов З.Г. Применение цепных приводов скважинных насосов при эксплуатации скважин с высоковязкой продукцией // Нефтяное хозяйство. 1999. - № 6. - С. 43 — 45.
11. Валовский В.М., Валовский К.В. Определение области применения установки скважинного штангового насоса с цепным приводом // Нефтяное хозяйство. 2003. - №1. - С. 57 — 61.
12. Валовский В.М., Валовский К.В., Шамсутдинов И.Г., Федосеенко Н.В., Саитов А.А., Габдрахманов Р.А., Любецкий С.В. Использование УСШН с приводами на основе РПМ в качестве альтернативы УЭЦН // Нефтяное хозяйство. 2005. - № 7. - С. 52 — 55.
13. Тахавудинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Валовский В.М., Ахметвалиев Р.Н., Шамсутдинов И.Г., Валовский К.В., Федосеенко Н.В. Результаты и перспективы применения цепных приводов скважинных штанговых насосов в ОАО Татнефть // Нефтяное хозяйство. 2006 г. - №3. - С. 68 — 71.
14. Валовский К.В., Валовский В.М., Авраменко А.Н., Фархудинов Р.Г. Особенности свабиrowания скважин с высоковязкой продукцией // Нефтяное хозяйство. 2002. - № 11. - С. 82 — 87.
15. Валовский К.В., Валовский В.М. Особенности расчета производительности свабиrowания скважин с пакером // Нефтяное хозяйство. 2002. - № 3. - С. 64 — 66.
16. Басос Г.Ю., Валовский К.В., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Ахметвалиев Р.Н. Результаты испытаний устройств для поочередной подачи нефти и воды на прием скважинного насоса // Нефтяное хозяйство. 2003. - № 8. - С. 85 — 87.
17. Басос Г.Ю., Валовский К.В., Логинов Н.Л., Панина И.Н., Габдрахманов Р.А., Любецкий С.В. Применение пласчечных свабов для подъема жидкости из скважин по эксплуатационным колоннам // Нефтяное хозяйство. 2005. - № 7. - С. 56 — 60.
18. Повышение эффективности эксплуатации скважин с высоковязкой продукцией в ОАО Татнефть / Г.Ю. Басос, В.М. Валовский, К.В. Валовский, Н.Г. Ибрагимов // Нефтяное хозяйство. 2006. - № 3. - С. 50 — 53.
19. Климов В.А., Валовский К.В., Валовский В.М., Ахмадиев Н.А., Трусов П.В., Швейкин А.И., Дюжигов А.Е. Преимущества применения составных насосных штанг // Нефтяное хозяйство. 2008. - № 9. - С. 38 — 39.
20. Климов В.А., Валовский К.В., Трусов П.В., Вильданов К.Х., Любецкий С.В. Возможные направления повышения надёжности глубиннонасосных штанговых колонн // Нефтяное хозяйство. 2007. - № 7. - С. 82 — 86.

21. Басос Г.Ю., Валовский К.В., Осипова Л.В., Брагин Д.В., Логинов Н.Л., Халимов Р.Х., Рыжиков А.И., Валиев М.И., Нургалиев А.А. Результаты испытаний технологии эксплуатации обводненных скважин штанговым насосом двойного действия в НГДУ Ямашнефть // Нефтяное хозяйство. 2008. - № 8. - С. 82 — 86.

22. Басос Г.Ю., Валовский К.В., Заиров Б.Ф., Ахмадуллин Р.Р., Иванов А.А., Шайхметов А.Х. Результаты внедрения установки скважинного штангового насоса с подъемом продукции по эксплуатационной колонне (без НКТ) // Нефтяное хозяйство. 2010. - № 9. - С. 96 — 99.

23. Валовский В.М., Валовский К.В., Климов В.А. Совершенствование техники и технологии добычи нефти в осложненных условиях в ОАО Татнефть // Бурение & Нефть. 2009. - № 2. - С. 34 - 36.

## Патенты

24. Привод скважинного штангового насоса: пат. 2283969 Рос. Федерация. Заявл. 13.05.2005 г. Оpubл. 20.09.2006 г. - Бюл. № 26.

25. Двухлифтовая установка для одновременно раздельной эксплуатации пластов в скважине: пат. 2346184 Рос. Федерация. Заявл. 07.08.2007 г. Оpubл. 10.02.2009 г. - Бюл. № 4.

26. Глубинно-насосная установка для добычи высоковязкой нефти: пат. 27651 Рос. Федерация. - Заявл. 26.08.2002. Оpubл. 10.02.2003. - Бюл. № 4.

27. Штанговый насос с управляемыми клапанами для добычи высоковязкой нефти: пат. 2211374 Рос. Федерация. Заявл. 05.05.2002 г. Оpubл. 27.08.2003 г. - Бюл. № 24.

28. Скважинная насосная установка: пат. 49141 Рос. Федерация. - Заявл. 12.07.2005. - Оpubл. 10.11.2005. - Бюл. № 31.

29. Устройство для герметизации устьевого штока скважинной насосной установки: пат. 2285152 Рос. Федерация. - Заявл. 12.07.2005. - Оpubл. 10.10.2006. - Бюл. № 28.

30. Глубинно-насосная установка для подъема продукции по эксплуатационной колонне скважины: пат. 2361115 Рос. Федерация. - Заявл. 31.03.2008 г. - Оpubл. 10.07.2009 г. - Бюл. № 19.

31. Входное устройство скважинного насоса: пат. 2232294 Рос. Федерация. - Заявл. 20.01.2003 г. - Оpubл. 10.07.2004 г. - Бюл. № 19.

32. Входное устройство скважинного насоса: пат. 2300666 Рос. Федерация. - Заявл. 20.03.2006 г. - Оpubл. 10.06.2007 г. - Бюл. № 16.

33. Входное устройство скважинного насоса: пат. 55893 Рос. Федерация. - Заявл. 27.03.2006 г. - Оpubл. 27.08.2006 г. - Бюл. № 24.

34. Скважинная штанговая насосная установка: пат. 2287719 Рос. Федерация. - Заявл. 21.06.2005 г. - Оpubл. 20.11.2006 г. - Бюл. № 32.

35. Установка скважинная штанговая насосная с насосом двойного действия: пат. 63864 Рос. Федерация. - Заявл. 01.02.2007 г. - Оpubл. 10.06.2007 г. - Бюл. № 16.

36. Установка скважинная штанговая насосная с насосом двойного действия: пат. 2364708 Рос. Федерация. - Заявл. 26.12.2007 г. - Оpubл. 20.08.2009 г. - Бюл. № 23.

37. Устройство для герметизации каната: пат. 2229049 Рос. Федерация. - Заявл. 26.08.2002. - Оpubл. 20.05.2004. - Бюл. № 14.

38. Устройство для герметизации гибкой тяги: пат. 2331005 Рос. Федерация. - Заявл. 14.12.2006. - Оpubл. 10.08.2008. - Бюл. № 22.

39. Сваб: пат. 2315856 Рос. Федерация. - Заявл. 08.06.2006. - Оpubл. 27.01.2008. - Бюл. № 3.

40. Мобильный агрегат для свабирования скважин: пат. 67174 Рос. Федерация. - Заявл. 15.03.2007. - Оpubл. 10.10.2007. - Бюл. № 28.

41. Установка для добычи сернистой нефти: пат. 2334080 Рос. Федерация. - Заявл. 26.02.2007. - Оpubл. 20.09.2008. - Бюл. № 26.

42. Установка для подъема продукции из двухустьевой скважины: пат. 2364707 Рос. Федерация. - Заявл. 14.03.2008 г. - Оpubл. 20.08.2009 г. - Бюл. № 23.

43. Способ разработки залежей вязких нефтей и битумов: пат. 2322576 Рос. Федерация. - Заявл. 04.07.2006 г. - Оpubл. 20.04.2008 г. - Бюл. № 11.

44. Насосная штанга: пат. 2336435 Рос. Федерация. - Заявл. 06.04.2007 г. - Оpubл. 20.10.2008 г. - Бюл. № 29.

45. Способ эксплуатации колонны насосных штанг: пат. 2410522 Рос. Федерация. - Заявл. 18.09.2009 г. - Оpubл. 27.01.2011 г. - Бюл. № 3.

## Публикации в других научно-технических изданиях, доклады на конференциях

46. Валовский В.М., Манько М.И., Ахунов Р.М., Ёлшин А.П., Федосеенко Н.В., Валовский К.В., Назаров В.П., Сальманов З.Г. О возможности существенного сокращения энергозатрат на подъем продукции при эксплуатации скважин с высоковязкой нефтью приводами на основе РПМ // Техника и технология добычи нефти на современном этапе: Сборник докладов научно-практической конференции АО Татнефть и научно-технического общества нефтяников и газовиков Республики Татарстан. - Альметьевск, 1998. - С. 156 — 157.
47. Максудов Р.А., Валовский В.М., Валовский К.В. О преимуществах приводов скважинных штанговых насосных установок с редуцирующими преобразующими механизмами при эксплуатации скважин с высоковязкой продукцией // Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений: Тр. науч.-практич. конф. VI международной специализированной выставки Нефть, газ-99 (Казань, 8-9 сентября 1999 г.). В 2-х томах. - Т. II. - Казань: Экоцентр. 1999. - С. 234 — 243.
48. Валовский В.М., Басос Г.Ю., Авраменко А.Н., Валовский К.В. О некоторых путях увеличения производительности скважинной штанговой насосной установки при откачке высоковязкой продукции // Нефть Татарстана. 2000. - № 1. - С. 34 — 39.
49. Валовский В.М., Валовский К.В. К вопросу о построении параметрического ряда цепных приводов для эксплуатации скважин с высоковязкой нефтью // Проблемы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. - Сб. науч. тр. ВНИИнефть. - Вып. № 123. - М.: 2000 г. - С. 153 — 168.
50. Валовский В.М., Валовский К.В. Об одном из путей увеличения предельной производительности штанговой насосной установки при откачке высоковязкой продукции из скважин // Проблемы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. - Сб. науч. тр. ВНИИнефть. - Вып. № 123. - М.: 2000 г. - С. 169 — 176.
51. Валовский В.М., Авраменко А.Н., Валовский К.В., Шамсутдинов И.Г., Федосеенко Н.В. Применение цепных приводов для эксплуатации малодебитных скважин // Нефть Татарстана. 2001. - № 1. - С. 34 — 40.
52. Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Валовский В.М., Валовский К.В., Шамсутдинов И.Г., Федосеенко Н.В. Технология эксплуатации нефтяных скважин с высоковязкой продукцией с применением цепных приводов скважинного штангового насоса // Материалы IV конгресса нефтегазопромышленников России. Тематическая секция Энергоэффективные технологии. Тезисы докладов. -Уфа: Транстэк. 2003. - С. 91 — 92.
53. Валовский К.В., Балбошин В.А. К вопросу об оценке влияния скребков-центраторов на нагрузки в точке подвеса штанг установок скважинных штанговых насосов / Техника, технология и экономика разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Татарстана в начале XXI века. Ч. 2. Тезисы докладов молодежной научно-практической конференции ОАО Татнефть (Альметьевск, 21 — 22.09.02 г.). - Альметьевск, 2002 г. - 490 с. (стр. 333).
54. Валовский К.В., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Ибатуллин Р.Р. Новые технические решения в технологиях разработки трудноизвлекаемых запасов нефтей в ОАО Татнефть // Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти. Труды 12-го Европейского симпозиума Повышение нефтеотдачи пластов (Казань, 8 — 10.09.03 г.). - Казань, 2003 г. - 865 стр. (с. 238 — 243).
55. Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Валовский В.М., Валовский К.В., Шамсутдинов И.Г., Федосеенко Н.В. Применение установок скважинных штанговых насосов с приводами на основе РПМ для эксплуатации скважин в ОАО Татнефть // В книге Сб. материалов V Конгресса нефтегазопромышленников России. - Казань: ЗАО Новое знание, 2004 г. С. 127 — 128.
56. Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Гарифов К.М., Валовский К.В. Новые технические решения проблем нефтедобычи в ОАО Татнефть // В книге Сб. материалов V Конгресса нефтегазопромышленников России. - Казань: ЗАО Новое знание, 2004 г. С. 144 — 145.
57. Валовский К.В. К вопросу об эффективности использования стеклопластиковых штанг при эксплуатации УСШН скважин средней глубины // Актуальные проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Татарстана = Научные труды : сб. науч. тр. / ТатНИПИнефть. - М.: НП Закон и порядок. 2006. - С. 395 — 411.
58. Валовский К.В., Басос Г.Ю., Валовский В.М., Осипова Л.В., Брагин Д.В., Логинов Н.Л. Разработка и испытания специализированных УСШН с подъемом продукции по эксплуатационной колонне (без НКТ) // Сб. научных трудов ТатНИПИнефть. - М.: ОАО ВНИИОЭНГ. - 2008. -472 с. - С. 331 — 353.

59. Басос Г.Ю., Валовский К.В., Валовский В.М. Расчет параметров работы УСШН с насосом двойного действия / Сб. науч. Тр. ТатНИПИнефть. М.: ОАО ВНИИОЭНГ. 2008. 472 с. - С. 354 - 369.
60. Валовский В.М., Валовский К.В., Фархутдинов Р.Г. Технические средства свабирования скважин и их технологические возможности // Нефть Татарстана. 1998. - № 2. - С. 37 - 39.
61. Валовский К.В., Валовский В.М. О коэффициенте подачи при свабировании // Нефть Татарстана. 1998. - № 2. - С. 32 - 34.
62. Валовский К.В., Валовский В.М. Влияние вязкости продукции на процесс свабирования скважин // Тр. науч.-практич. конф. VI международной специализированной выставки Нефть, газ-99: Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений, (Казань, 8-9 сентября 1999 г.). - В 2-х томах. Т. II, Казань: Экоцентр. - 1999. С. 269 - 280.
63. Валовский К.В. Расчет технологических параметров свабирования по рекуррентным соотношениям // Нефть Татарстана. 2001. - № 1. - С. 41 - 47.
64. Валовский К.В., Катеева Р.И., Крутова Г.Ю. К вопросу о коммерческой эффективности применения свабирования для эксплуатации малодобитных и необорудованных скважин // Нефть Татарстана. 2001. - № 1. - С. 48 - 53.
65. Валовский К.В. Анализ структуры затрат и некоторые пути повышения рентабельности эксплуатации малодобитных и необорудованных скважин мобильными подъемными установками // Нефть Татарстана. 2001. - № 1. - С. 54 - 59.
66. Валовский К.В., Валовский В.М., Авраменко А.Н. О влиянии притока из пласта на процесс свабирования скважин // Нефть Татарстана. 2001. - № 2. - С. 19 - 24.
67. Валовский К.В., Валовский В.М., Шамсутдинов И.Г., Басос Г.Ю. Экспериментальное исследование утечек свабов различного типа // Деп. в ВИНТИ. - 15.05.2000. - № 1405-В00.
68. Валовский К.В., Валовский В.М. О величине максимальной нагрузки в тяговом органе при подъеме продукции скважин свабом и желонкой // Деп. в ВИНТИ. - 30.11.1998. - № 3504-В98.
69. Валовский В.М., Валовский К.В., Басос Г.Ю., Осипова Л.В., Брагин Д.В., Логинов Н.Л. Разработка технологии и техники для освоения скважин с горизонтальным участком на Ашальчинском месторождении тяжелой сверхвязкой нефти. Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. - М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2008. - С. 308 - 330.

Соискатель

К.В. Валовский

Отпечатано в секторе оперативной полиграфии  
института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть»  
на Xerox WC 5655, HP LJ CM6040  
тел.: (85594) 78-656, 78-565  
Подписано в печать 17.05.2011 г.  
Заказ №1605111 Тираж 120 экз.